



Validação das estimativas de produção de energia elétrica de parques eólicos em Portugal

CATARINA DA SILVA NOVAIS

Julho de 2017

Validação das estimativas de produção de energia elétrica de parques eólicos em Portugal

Catarina da Silva Novais

Dissertação submetida para a obtenção do grau de
Mestre em Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

julho de 2017

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do
Mestrado em Energias Sustentáveis

Candidato: Catarina da Silva Novais, Nº 1150327, 1150327@isep.ipp.pt

Empresa: Megajoule-Consultoria de Energias Renováveis, S.A.



Orientação Científica: Doutora Rosa Maria Pilão, rmp@isep.ipp.pt

Supervisão: Engenheiro Paulo Pinto, paulo.pinto@megajoule.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



julho de 2017

Agradecimentos

A conclusão desta dissertação marca o final de mais uma etapa da minha vida, deste modo gostaria de agradecer a todos que de variadas formas estiveram presentes durante a realização do estágio, bem como durante todo o meu percurso acadêmico.

Gostaria então de agradecer ao Engenheiro Paulo Pinto, não só oportunidade de realizar o estágio na Megajoule, mas também pela orientação, aconselhamento e pelos conhecimentos que me transmitiu que foram imprescindíveis para a realização deste relatório. Agradeço também a todos os colegas da Megajoule que se mostraram sempre prestáveis e disponíveis contribuindo de forma favorável para a minha integração.

Deixo o meu sincero agradecimento à Doutora Rosa Pilão pela orientação durante todo o estágio, pela disponibilidade e ajuda demonstrada ao longo do processo de desenvolvimento da dissertação.

Agradeço aos meus amigos, em especial à Sara Silva pelo apoio em todas as circunstâncias, assim como ao Ricardo Moreira pela motivação e carinho demonstrados ao longo desta fase.

Agradeço aos meus pais e família por sempre me apoiarem nas diversas fases e decisões da minha vida, tornando assim tudo mais fácil.

Resumo

O objetivo da realização do presente trabalho consiste no estudo comparativo entre as estimativas de produção de energia elétrica realizadas pela Megajoule e as produções reais dos respetivos parques eólicos.

Assim, compilou-se informação referente às estimativas de produção dos parques em análise no presente estudo, bem como informação recebida pelos promotores dos mesmos. Foram então recebidas as produções brutas que posteriormente se corrigiram com um valor de disponibilidade de 96%, bem como pelo índice de eolicidade do local de instalação do parque.

Para concretizar a análise comparativa procedeu-se ao cálculo de rácios que relacionam as produções reais de energia corrigidas dos fatores referidos anteriormente, com as estimativas centrais de produção de energia, de forma a verificar o desvio entre ambos os valores para cada ano de operação dos parques em estudo. Foi também analisado o erro relativo do valor da produção de energia. No estudo da validação da estimativa de produção foram contemplados inicialmente 13 parques eólicos representando um total de 107 anos de operação.

Assim, foi possível comparar os valores médios de cada rácio com o que seria expectável de obter, bem como calcular o desvio padrão das amostras. Com esta análise foi possível concluir que em média os valores das produções são inferiores aos das estimativas de produção em 3,55%, bem como verificar que os valores de desvios padrões das amostras (9,15% a 6,68%) se situam numa gama de valores inferiores ao valor médio da incerteza atribuída à estimativa de produção de energia que foi de cerca de 14%

Os parques em estudo foram reavaliados para verificar se a eliminação de parques com problemas podia refletir-se nos resultados obtidos para os rácios calculados. Assim, eliminou-se um dos parques eólicos em análise e recalcularam-se os rácios obtendo um valor médio máximo de desvio de 2,63%.

Foi realizada uma análise à metodologia de incerteza com o objetivo de validar o modelo utilizado. Assim, foi analisada a relação entre valores dos erros relativos e absolutos com as

incertezas de cada parque, tendo-se verificado que o modelo de incertezas não apresenta a relação esperada com os valores dos erros obtidos, havendo assim, margem para reavaliar a valorização das penalizações atribuídas às diferentes parcelas da metodologia de cálculo das incertezas.

Palavras-Chave

Eolicidade, Incerteza, P50, Perdas, Produção real

Abstract

The goal of this work consist on the comparative study between the electricity energy production estimates performed by Megajoule and the real productions from the respective wind farms.

Thus, the information related with the energy production estimates from the wind farms subject to the present study was compiled, as well as the information received from the promoters. Gross energy productions were then received, being later corrected with a value of availability of 96% as well as by the wind index from the wind farm location.

To accomplish the comparative analysis, ratios were calculated which relate the real energy productions (corrected by the items mentioned above, availability and wind index) with the energy production central estimates, in order to verify the deviation between both of the values for each operation year of the wind farms in study. It was also analyzed the relative error of the energy production value. In the study of the validation of the production estimative were initially considered 13 wind farms, which represent a total of 107 years of operation.

In this way, it was possible to compare the average values of each ratio with what would be expected to obtain, as well as, to calculate the standard deviation of the samples. With this analysis, it was possible to conclude that, in average, the production values are lower than the production estimates in 3,55%, and also verify that the values of the standard deviations of the samples (9,15% to 6,68%) are situated in a range of values lower than the average value of the uncertainty assigned to the energy production estimative which was about 14%.

The wind farms in this study were revaluated to verify if the removal of wind farms with problems would be reflected in the results of the calculated ratios. Therefore, one of the wind farms has been excluded and the ratios were recalculated obtaining an average maximum value of deviation of 2,63%.

With the purpose to validate the used model, an analysis of the uncertainty methodology has been performed. So, it was analyzed the relationship between the values of the relative and absolute errors with the uncertainties of each wind farm, being verified that the uncertainties model doesn't present the expected relationship with the values of the obtained errors, and thus there is margin

for the uncertainty penalty methodology to be reevaluated in order to approach the reality of the wind farms in analysis.

Keywords

Losses, P50, Real production, Uncertainties, Wind index

Declaração

Catarina da Silva Novais declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas, com identificação da fonte.

julho de 2016

Catarina da Silva Novais

Índice

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	IX
DECLARAÇÃO	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XVII
NOMENCLATURA	XIX
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. RECURSOS ENERGÉTICOS	1
1.2. IMPORTÂNCIA DOS RECURSOS ENERGÉTICOS PERPÉTUOS NO APROVISIONAMENTO ENERGÉTICO	2
1.3. ÂMBITO DO TRABALHO	3
1.4. ESTRUTURA DA TESE	3
2. ENERGIA EÓLICA	5
2.1. IMPORTÂNCIA DA ENERGIA EÓLICA	5
2.2. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO EÓLICO	6
2.3. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO RENOVÁVEL E EÓLICO EM PORTUGAL	9
3. METODOLOGIA PARA A ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ANUAL DE UM PARQUE EÓLICO	11
3.1. CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTOS LOCAL	11
3.2. AVALIAÇÃO DO RECURSO EÓLICO	15
3.3. DEFINIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DO PARQUE EÓLICO	18
3.4. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA	19
4. SELEÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA ESTUDO	29
5. VALIDAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO	37
5.1. ÍNDICE DE EOLICIDADE	37
5.2. COMPARAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO REAL E A ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO	40
6. CONCLUSÕES	53
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	57
ANEXO A	59
ANEXO B	61

Índice de Figuras

Figura 1- Potência global instalada (GWEC, 2016).....	6
Figura 2- Potência global cumulativa instalada (GWEC, 2016).....	7
Figura 3 – a)Brisa marítima; b)brisa terrestre; c)brisa de vale; d)brisa de montanha (Soares, 2009).12	
Figura 4 - Variação da precisão de uma estimativa do recurso eólico ao longo do tempo (Soares, 2009)	14
Figura 5 – Rosa-dos-ventos energética (a); Histograma de distribuição de probabilidades de ocorrência (b) (Soares, 2009)	15
Figura 6 – Representação dos períodos de medição local e do período de dados de outra estação (Nielsen, 2010).....	15
Figura 7 – Esquema do processo de funcionamento do WA ^s P (Jain, 2011)	17
Figura 8 - Perdas consideradas na estimativa de produção líquida média anual de energia	20
Figura 9- Características dos parques eólicos em estudo: Potência instalada(a), início de operação(b), anos de operação(c), potência instalada em cada ano de início de operação(d).....	31
Figura 10- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 1 até ao 4 ...	32
Figura 11- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 5 até ao 12 .	33
Figura 12- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 13 ao 16	34
Figura 13 – Distribuição geográfica dos parques eólicos em estudo	36
Figura 14- Índice de eolicidade da Megajoule (http://www.apren.pt/pt/projetos/nacionais/indice-de-eolicidade/).....	40
Figura 15 – Histograma (PAE/P50)	41
Figura 16 – Histograma (PAE _D /P50)	43
Figura 17 – Histograma (PAE _{IE} /P50).....	44
Figura 18 –Histograma (PAE _{D,IE} /P50)	45
Figura 19 - Relação erro relativo e incerteza dos parques eólicos em análise	49
Figura 20 – Relação do valor absoluto do erro, tendo em conta as produções corrigidas com a disponibilidade e o índice de eolicidade, e incerteza de cada parque.....	50
Figura 21 – Relação do valor absoluto do erro e incerteza	51
Figura A1 – Histograma (PAE/P50)	59
Figura A2 – Histograma (PAE _D /P50).....	59
Figura A3 – Histograma (PAE _{IE} /P50)	60
Figura A4 – Histograma (PAE _{D,IE} /P50)	60
Figura B1 – Relação entre o valor absoluto do erro, tendo em conta as produções corrigidas com a disponibilidade, e a incerteza de cada parque	61

Índice de Tabelas

Tabela 1- Potência instalada global por região (GWEC, 2016)	8
Tabela 2- Produção de energia renovável por região(Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016) .	9
Tabela 3 - Produção anual de energia em Portugal (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016) .	10
Tabela 4- Dados da energia eólica em Portugal (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016)	10
Tabela 5 - Valores de perdas considerados nos estudos da Megajoule para Portugal.....	21
Tabela 6 – Gama de valores típicos de incertezas considerados nos estudos.....	26
Tabela 7- Síntese da informação dos parques eólicos em estudo.....	29
Tabela 8 - Resumo da informação estatística relativa aos rácios analisados	41
Tabela 9 – Análise da relação entre as produções e a estimativa do P90.....	46
Tabela 10 - Informação estatística correspondente ao cálculo dos rácios após retirada do parque6	47
Tabela 11 - Erro médio relativo para os diversos valores de produções	48

Nomenclatura

I esco.	– Incerteza na modelação do escoamento	(m/s)
I PAE*	– Incerteza global da estimativa de produção	(%)
I parque	– Incerteza na modelação do parque eólico	(Wh)
I vento	– Incerteza na determinação do regime de ventos	(m/s)
S vento	– Sensibilidade das estimativas de produção	(Wh/ms ⁻¹)
PAE*	– Estimativa de produção anual de energia	(Wh)
PAE* sup.	– Limite superior da estimativa de produção anual de energia	(Wh)
PAE* inf.	– Limite inferior da estimativa de produção anual de energia	(Wh)
PAE	– Produção bruta anual de energia	(Wh)
PAE _D	– Produção anual de energia corrigida com a disponibilidade	(Wh)
PAE _{IE}	– Produção anual de energia corrigida com o índice de eolicidade	(Wh)
PAE _{D, IE}	– Produção anual de energia corrigida com a disponibilidade e com o índice de eolicidade	(Wh)

Acrónimos

APREN	–	Associação Portuguesa de energias renováveis
CFD	–	Computational Fluid Dynamics
CME	–	Conselho Mundial de Energia
CO ₂	–	Dióxido de Carbono
GEE	–	Gases Efeito de Estufa
hpc	–	Horas anuais equivalentes de funcionamento a plena carga
IE	–	Índice de Eolicidade
MCP	–	Measure-Correlate-Predict
P50	–	Estimativa de produção que garante a probabilidade de 50% desta ser excedida ou não ser alcançada.
P90	–	Estimativa de produção que garante a probabilidade de 90% desta ser excedida.
PER	–	Parque Eólico de referência
PNAER	–	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
RCM	–	Resolução Conselho de Ministros
REN	–	Rede Elétrica Nacional
RIX	–	<i>Ruggedness Terrain Index</i>
WA ^s P	–	<i>Wind Atlas Analysis and Application program</i>
WRF	–	<i>Weather Research and Forecasting System</i>

1. Introdução

Neste capítulo inicial serão tecidas considerações acerca da importância das energias renováveis e mais concretamente da energia eólica, bem como explicitados o âmbito deste trabalho e a sua estruturação.

1.1. Recursos energéticos

Os recursos energéticos são determinantes para se obter o bem-estar da humanidade a diversos níveis tanto económicos como sociais.

O conselho mundial de energia (CME) refere-se a recursos como “*quantidades cuja existência é conhecida ou dedutível e que são potencialmente acessíveis*”. Relativamente aos recursos energéticos estes podem ser classificados em dois grupos principais, o grupo dos recursos finitos e o grupo dos perpétuos, de acordo com a sua persistência no planeta. O grupo dos finitos inclui o carvão, crude, xisto, petróleo, gás natural e alguns metais, enquanto que o grupo dos perpétuos engloba a energia solar, eólica, bioenergia e energia a partir de recursos hídricos. Para além dos enumerados existem dois recursos considerados como intermédios, pois reúnem elementos dos grupos finitos e perpétuos que são a turfa e a energia geotérmica (Moreira, 2014).

O objetivo central da utilização de recursos energéticos é garantir o fornecimento de energia nas quantidades necessárias às economias mundiais de forma económica e ambientalmente

sustentável. É necessária a análise e perceção das necessidades, em termos energéticos, das populações e existem diversos estudos que indicam uma duplicação das necessidades energéticas mundiais até próximo de 2050, reforçando assim a ideia da preocupação com este tema (Moreira, 2014).

1.2. Importância dos recursos energéticos perpétuos no aprovisionamento energético

A problemática das alterações climáticas é um aspeto de elevada importância e discussão nos dias de hoje, fazendo parte integrante da agenda política dos vários países e das organizações governamentais. Sendo esta problemática muitas das vezes associada às emissões de gases nocivos, nomeadamente gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera, coloca-se a questão das emissões resultantes da produção de energia de um país, uma vez que o setor energético é dos mais responsáveis pela emissão de dióxido de carbono (CO₂). Assim sendo, diariamente são propostos desafios em todo o mundo com o objetivo da redução das emissões deste setor, promovendo o fornecimento de energia de forma mais económica e ambientalmente sustentável (Nunes, 2014).

Ao longo da história, grande parte da produção de energia elétrica era resultante de centrais convencionais de produção por derivados fósseis como o carvão, o fuelóleo e o gás natural. Apesar disso, as energias renováveis apresentam uma possível solução, quando estruturada da melhor forma, para reduzir as emissões de CO₂, para diversificar o aprovisionamento energético e permitir reduzir a dependência em relação a mercados de combustíveis pouco fiáveis e voláteis como o petróleo e o gás (Kerebel & Stoerring, 2016).

Na união europeia a promoção da utilização de energias renováveis nos vários países é uma preocupação atual, sendo inclusivamente adotados planos de ação nacionais para as energias renováveis pelos Estados-Membros desde 2010. De acordo com a legislação europeia, foram estabelecidas metas para 2020 designadas “objetivos 20-20-20” que pretendem reduzir em 20% as emissões de gases com efeito estufa em relação aos níveis emitidos em 1990, aumentar em 20% o consumo de energia de fontes renováveis e por último, reduzir em 20% o consumo de energia através da eficiência energética, e assim são estipulados objetivos a nível nacional, em Portugal definidos no plano nacional de ação para as energias renováveis (PNAER), consoante os diferentes pontos de partida dos respetivos Estados-Membros (RCM- 20/2013, 2013).

1.3. Âmbito do trabalho

O presente trabalho foi realizado a partir de um estágio em parceria com a entidade Megajoule com início a 6 de dezembro de 2016 e duração prevista de 1136h.

A Megajoule é uma empresa privada portuguesa que se dedica à consultoria em energias renováveis, apresenta-se como líder na avaliação de recursos eólicos em Portugal, um dos dez principais mercados mundiais de energia eólica. Apresenta uma elevada gama de serviços relacionados com a avaliação de recursos eólicos, nomeadamente a validação de locais para implementação de projetos, estudos de avaliação do potencial eólico, planeamento e condução de campanhas de medição das características do vento num determinado local e realização de auditorias e projetos. Adicionalmente, disponibiliza também serviços relacionados com outras fontes renováveis de energia, nomeadamente recurso solar e biomassa.

O âmbito deste trabalho prende-se com a análise das estimativas de produção eólica realizadas pela Megajoule e posterior comparação com as produções efetivas dos parques eólicos em questão.

Esta comparação tem de ter em conta diversos fatores como as incertezas que se consideram na realização dos estudos, os diversos fatores de perdas contemplados e o estudo do índice de eolicidade de cada região. Só assim, se pode aferir se as estimativas que têm sido realizadas nos últimos anos são concordantes com a realidade constatada nos parques eólicos.

A relevância da realização deste estudo, para a empresa, reside na possibilidade de avaliar a comparação entre as estimativas de produção realizadas e os dados das produções reais, permitindo assim detetar possíveis desvios, bem como a sua origem e permitindo validar a metodologia de obtenção das estimativas de produção anual de energia.

1.4. Estrutura da dissertação

O presente estudo realizado no âmbito do estágio desenvolve-se ao longo de seis capítulos.

No primeiro capítulo é tecida uma breve introdução sobre os recursos renováveis, sobre a importância das energias renováveis no aprovisionamento energético bem como a justificação da pertinência do desenvolvimento do presente trabalho.

O segundo capítulo, intitulado Energia Eólica, descreve a importância da energia eólica e a caracterização das renováveis, com ênfase na energia eólica, no mundo e mais especificamente para Portugal.

O capítulo três descreve a metodologia da realização de uma estimativa de produção de energia elétrica de um parque eólico.

No quarto capítulo foi realizada uma análise que permitiu selecionar os parques eólicos a estudar posteriormente, no que diz respeito à comparação entre as estimativas de produção e as produções reais dos mesmos.

O capítulo cinco expõe os resultados obtidos com as diversas análises realizadas, de modo a procurar validar a metodologia das estimativas de produção anual de energia, tendo em conta o tratamento dos dados de produções reais dos parques eólicos em estudo.

No capítulo seis são tecidas as conclusões finais do presente trabalho, assim como sugestões para trabalhos futuros no mesmo âmbito.

2. Energia eólica

2.1. Importância da energia eólica

Para o aproveitamento da energia eólica são utilizados aerogeradores que permitem a conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, e que colocados em locais com potencial eólico elevado permitem a produção de energia através de uma fonte renovável e que está disponível de forma gratuita, o vento.

A produção de energia eólica, como substituição das fontes fósseis, contribui para a redução das emissões de CO₂ e permite reduzir a emissão de componentes gasosos para a atmosfera. Os parques eólicos possuem instalações móveis e de rápida construção sendo, no final do tempo útil de funcionamento, possível recuperar a área após retirada das mesmas. Apesar disso, os sistemas eólicos não são desprovidos de impacto ambiental a vários níveis.

Apesar de o vento ser uma fonte de energia renovável, o maior desafio imposto para a utilização deste recurso é a sua intermitência e difícil previsão. Nem sempre que é requerida uma elevada quantidade de energia elétrica, está disponível a quantidade de vento necessária para gerar essa mesma eletricidade, além disso, não é ainda possível armazenar de forma economicamente rentável a energia produzida em excesso (Cunha, 2008).

A energia eólica tem um papel de complementaridade na produção de energia elétrica de um país, permite a diversificação das formas de produção de energia e assim, a diminuição da dependência energética externa por parte dos países importadores de combustíveis fósseis, contribuindo para a segurança no aprovisionamento energético.

Sendo esta forma de energia parte integrante da produção de energia por fontes renováveis, contribui para a obtenção das metas estabelecidas pela união europeia para os Estados-Membros, onde Portugal se insere.

2.2. Caracterização do mercado eólico

A nível mundial o aproveitamento de fontes renováveis de energia é um fator relevante na economia, sendo a energia eólica uma fonte de energia utilizada em diversos países. Na Figura 1 verifica-se a capacidade global instalada anual de 2001 a 2016 para a energia eólica. É então possível destacar que a potência instalada no ano 2015 é a maior até à data, apresentando um valor de 63 633 MW.

Na Figura 2 pode ver-se a potência global cumulativa instalada onde se pode aferir que no final do ano de 2016 a potência global era de 486 749 MW.

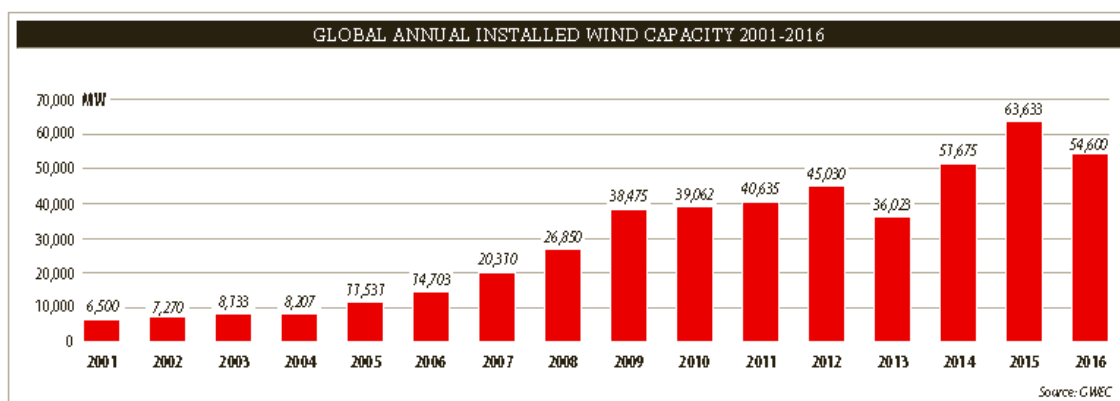


Figura 1- Potência global instalada (GWEC, 2016)

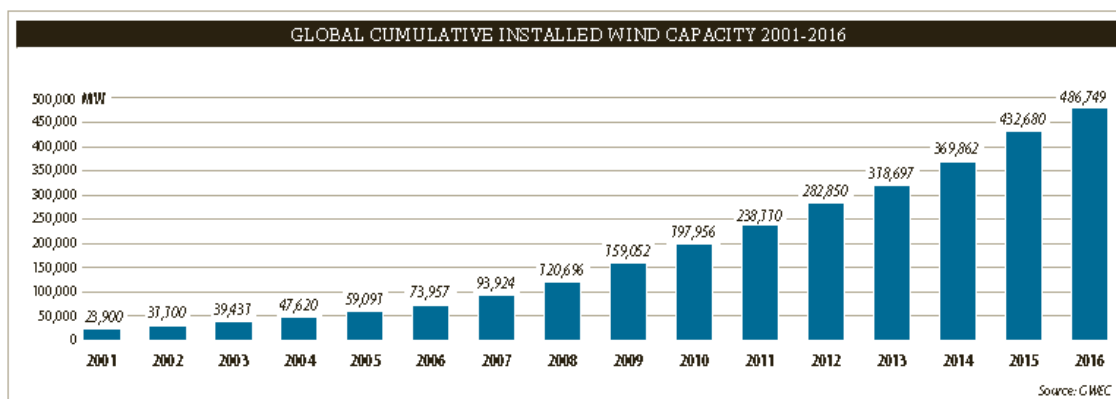


Figura 2- Potência global cumulativa instalada (GWEC, 2016)

Analisando a potência instalada por regiões (Tabela 1) verifica-se que o maior valor de potência instalada no final do ano 2016 é no continente asiático, sendo a China o país com maior potência instalada, 168 690 MW, de facto foi na China que se construíram o maior número de novas instalações durante esse ano. Relativamente ao continente europeu, o país com maior potência instalada é a Alemanha com um total de 50 018 MW no final do ano de 2016. Portugal possui uma potência instalada no valor de 5 316 MW, contribuindo deste modo com 3,3% para o total de potência instalada na Europa.

Tabela 1- Potência instalada global por região (GWEC, 2016)

GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY (MW) – REGIONAL DISTRIBUTION				
		Cumulative (End 2015)	New Installed (End 2016)	Cumulative (End 2016)
AFRICA & MIDDLE EAST				
	South Africa	1,053	418	1,471
	Egypt	810	-	810
	Morocco	787	-	787
	Ethiopia	324	-	324
	Tunisia	245	-	245
	Jordan	119	-	119
	Other ¹	150	-	150
	Total	3,488	418	3,906
ASIA				
	PR China*	145,362	23,328	168,690
	India	25,088	3,612	28,700
	Japan	3,038	196	3,234
	South Korea	835	201	1,031
	Taiwan	647	35	682
	Pakistan	308	282	591
	Thailand	223	-	223
	Philippines	216	-	216
	Other ²	253	25	276
	Total	175,970	27,680	203,643
EUROPE				
	Germany	44,941	5,443	50,018
	Spain	23,025	49	23,074
	UK	13,809	736	14,543
	France	10,505	1,561	12,066
	Italy	8,975	282	9,257
	Sweden	6,029	493	6,520
	Turkey	4,694	1,387	6,081
	Poland	5,100	682	5,782
	Portugal	5,050	268	5,316
	Denmark	5,064	220	5,228
	Netherlands	3,443	887	4,328
	Romania	2,976	52	3,028
	Ireland	2,446	384	2,830
	Austria	2,404	228	2,632
	Belgium	2,218	177	2,386
	Rest of Europe ³	7,220	1,077	8,241
	Total Europe	147,899	13,926	161,330
	of which EU-28 ⁴	141,721	12,491	153,729
LATIN AMERICA & CARIBBEAN				
	Brazil**	8,726	2,014	10,740
	Chile	911	513	1,424
	Uruguay	845	365	1,210
	Argentina	279	-	279
	Costa Rica	278	20	298
	Panama	270	-	270
	Peru	148	93	241
	Honduras	176	-	176
	Dominican Republic	86	50	135
	Caribbean ⁵	164	-	164
	Others ⁶	335	24	359
	Total	12,218	3,079	15,296
NORTH AMERICA				
	USA	73,991	8,203	82,184
	Canada	11,219	702	11,900
	Mexico	3,073	454	3,527
	Total	88,283	9,359	97,611
PACIFIC REGION				
	Australia	4,187	140	4,327
	New Zealand	623	-	623
	Pacific Islands	13	-	13
	Total	4,823	140	4,963
	World total	432,680	54,600	486,749

Source: GWEC

¹ Algeria, Cape Verde, Iran, Israel, Kenya, Libya, Nigeria
² Bangladesh, Mongolia, Sri Lanka, Vietnam
³ Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Estonia, Finland, Faroe Islands, FYROM, Hungary, Iceland, Latvia, Liechtenstein, Lithuania, Luxembourg, Malta, Norway, Romania, Russia, Switzerland, Slovakia, Slovenia, Ukraine
⁴ Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Croatia, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, UK
⁵ Caribbean: Aruba, Bonaire, Curacao, Cuba, Dominica, Guadelupe, Jamaica, Martinica, Granada, St. Kitts and Nevis
⁶ Bolivia, Colombia, Ecuador, Guatemala, Nicaragua, Venezuela

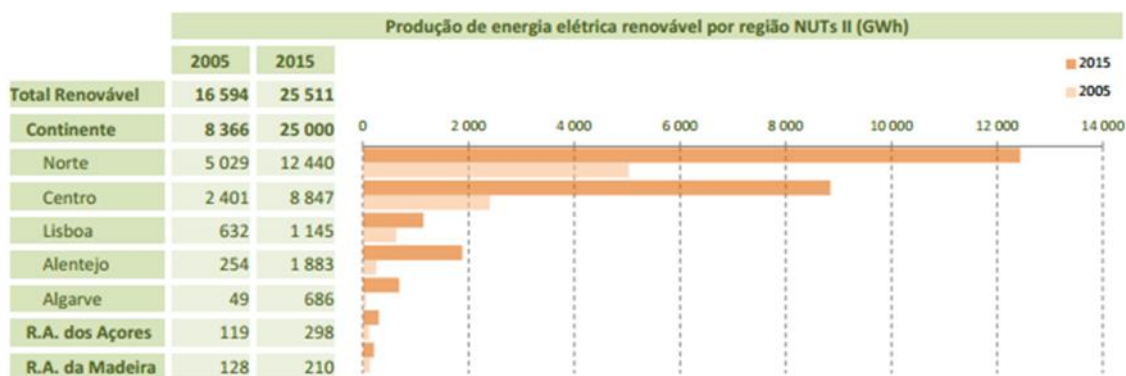
Note: Project decommissioning of approximately 520 MW and rounding affect the final sums
* Provisional figures
** Projects fully commissioned, grid connections pending in some cases

2.3. Caracterização do mercado renovável e eólico em Portugal

O recurso eólico tem sido aproveitado por Portugal ao longo da história do mesmo sendo, nos moldes conhecidos atualmente, uma fonte de energia que permite garantir segurança no aprovisionamento energético do país.

Na Tabela 2 destaca-se a produção de energia por fontes renováveis em Portugal em 2005 e 2015. Assim, verifica-se o aumento de produção registado em 10 anos tanto global, como por região. Constatase que a maior produção de energia elétrica renovável é no norte e centro de Portugal, aumentando a produção antes de 2005 e após 10 anos uma percentagem superior a 50% em ambas as regiões.

Tabela 2- Produção de energia renovável por região (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016)



A Tabela 3 pretende mostrar a produção anual de energia, em GWh, de acordo com os diferentes aproveitamentos de fontes renováveis de energia em Portugal.

Destaca-se o aumento ao longo dos anos do total de produção por fontes renováveis, fixando-se esse valor nos 33 424 GWh em setembro de 2016. Verifica-se um aumento de 16 831 GWh desde 2007 que corresponde a uma percentagem de aumento de 101,4%. É possível ainda aferir-se que a fonte renovável com maior peso no total de produção anual de energia é normalmente a energia hídrica, seguida da energia eólica com pesos em 2016 de 50,2% e 38,0%, respetivamente.

Tabela 3 - Produção anual de energia em Portugal (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016)

	Produção Anual (GWh)									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 set ¹
Total Renovável²	16 593	15 140	19 016	28 754	24 692	20 411	30 610	32 453	25 511	33 424
Hídrica	10 449	7 298	9 009	16 547	12 114	6 660	14 868	16 412	9 800	16 790
Grande Hídrica (>30MW)	9 405	6 281	7 648	14 454	10 615	5 683	12 931	14 168	8 669	14 665
em bombagem	422	499	724	399	578	1 038	1 138	843	1 139	1 157
PCH (>10 e <=30 MW)	500	459	619	1 005	637	411	887	1 014	464	984
PCH (<= 10 MW)	544	558	742	1 088	862	566	1 050	1 229	667	1 141
Eólica	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 608	12 708
Biomassa ³	1 549	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 578	2 518	2 351
c/ cogeração	1 385	1 338	1 364	1 560	1 722	1 710	1 780	1 813	1 723	1 631
s/ cogeração	164	163	349	665	745	786	736	765	795	720
Resíduos Sólidos Urbanos	551	561	579	577	592	490	571	481	584	640
Fração renovável	276	281	290	289	296	245	286	240	292	320
Biogás	58	71	83	100	161	210	250	278	294	288
Geotérmica	201	192	184	197	210	146	197	205	204	172
Fotovoltaica	24	41	160	215	282	393	479	627	796	795
Total normalizado (Diretiva 2009/28/CE)	17 593	18 737	20 411	22 905	25 094	25 438	26 195	27 580	27 672	27 422
Hídrica normalizada	11 390	11 169	10 978	11 478	12 187	11 587	11 333	11 860	11 569	11 495
Eólica normalizada	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	12 000	12 000
Produção Bruta + Saldo Importador⁴	54 319	54 901	54 259	56 316	54 697	53 470	53 310	52 861	53 548	53 653
% de renováveis (Real)	30.5%	27.6%	35.0%	51.1%	45.1%	38.2%	57.4%	61.4%	47.6%	62.3%
% de renováveis (Diretiva)	32.4%	34.0%	37.5%	40.7%	45.9%	47.6%	49.1%	52.2%	51.7%	51.1%

¹ Ano-móvel: outubro de 2015 a setembro de 2016.

² Exclui a fração não renovável de RSU.

³ Inclui resíduos vegetais, florestais e licores sulfúricos.

⁴ Produção Bruta + Saldo Importador é estimado para 2016. Exclui a bombagem.

Na Tabela 4 são apresentados os dados relativos aos parques eólicos instalados em Portugal. São apresentadas as horas de produção equivalente, número de parques e aerogeradores existentes no país, que suportam os valores de produção apresentados na tabela anterior.

Tabela 4- Dados da energia eólica em Portugal (Direção-Geral de Energia e Geologia, 2016)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 set ¹
Produção (GWh)	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 608	12 708
Potência instalada (MW)	2 464	3 058	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 266
Horas de produção equivalente	1 638	1 883	2 126	2 346	2 093	2 264	2 540	2 445	2 306	2 413
Nº de parques	167	192	215	225	236	240	244	245	255	257
Nº de aerogeradores	1 426	1 717	1 966	2 130	2 354	2 426	2 476	2 565	2 604	2 710
Produção normalizada (GWh)	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	12 000	12 000
Potência instalada² (MW)	2 081	2 761	3 311	3 739	4 145	4 452	4 629	4 840	4 991	5 148
Horas de produção equivalente	1 968	1 986	2 115	2 247	2 290	2 327	2 406	2 436	2 404	2 331

¹ Ano-móvel: outubro de 2015 a setembro de 2016.

² Média da potência instalada dos últimos 2 anos.

3. Metodologia para a estimativa de produção anual de um parque eólico

A construção de um parque eólico economicamente rentável implica a avaliação do potencial eólico da zona, de forma tão rigorosa quanto possível e é por isso essencial que a avaliação do recurso e a posterior estimativa de produção a longo prazo, sejam assentes em pressupostos sólidos de modo a minimizar os erros (Mathew, 2016).

3.1. Caracterização do regime de ventos local

3.1.1. Processos de ocorrência de ventos locais

As ocorrências de ventos locais são resultantes de fenómenos de convecção natural próxima da superfície terrestre e resultam do aquecimento desigual da crosta. Um dos fenómenos responsáveis pela formação de ventos locais é a ocorrência de brisas. As brisas marítimas são essencialmente sentidas de dia, e resultam do facto do aquecimento da terra ocorrer de forma mais rápida que o da água e assim, provocar o aquecimento do ar sobre a terra fazendo-o subir e dando origem à entrada de ar marítimo junto da costa a cotas baixas. Por outro lado, existem as brisas terrestres que são sentidas essencialmente à noite, e que se caracterizam

pelo facto da água não arrefecer de forma tão rápida como o solo e poder verificar-se o processo inverso ao descrito para as brisas terrestres. Podemos também verificar a existência de brisas de vale e de montanha, as primeiras ocorrem de dia e são resultado da maior exposição à radiação solar das encostas comparativamente com os vales provocando brisas de ar mais frio dos vales para as encostas, por outro lado, as brisas de montanha devem-se ao facto do ar no cimo das encostas arrefecer mais rapidamente provocando o efeito contrário ao descrito anteriormente e assim, a ocorrência de brisas das montanhas para os vales. A ocorrência de brisas é em muito responsável por fenómenos que caracterizam e por vezes dificultam a análise dos regimes de ventos de uma região (Soares, 2009).

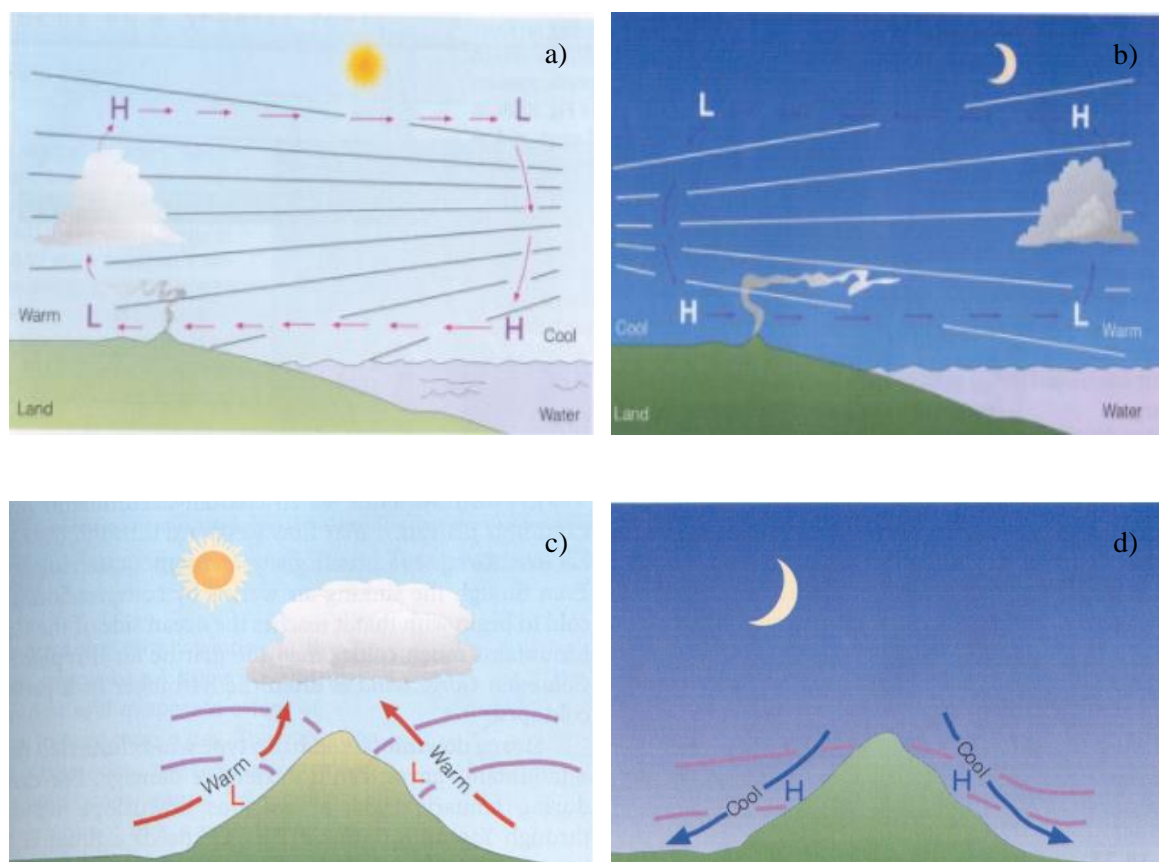


Figura 3 –Brisa marítima(a); Brisa terrestre(b); Brisa de vale(c); Brisa de montanha(d) (Soares, 2009)

Além da ocorrência de brisas, também a orografia, rugosidade e os obstáculos presentes no local de análise condicionam o escoamento de ventos.

A caracterização da orografia do terreno é um elemento essencial para a caracterização do escoamento do vento no local em análise. Se o terreno for plano, a velocidade do vento aumenta de forma gradual desde o solo até à fronteira da camada limite. Quando existe

alguma forma orográfica no terreno as características do escoamento são diferentes, sendo necessária a sua avaliação de forma detalhada. Relativamente à rugosidade do terreno esta compreende o tipo de cobertura do solo do local em análise, podendo esta cobertura também influenciar o tipo de escoamento junto do solo, como por exemplo, a presença de vegetação arbórea, aglomerados populacionais, indústrias. Os obstáculos são também de diversas origens e é necessária a análise da influência que os mesmos podem ter no desenvolvimento do escoamento (Soares, 2009).

3.1.2. Medições locais

Para a caracterização detalhada e precisa do recurso eólico de uma região, são necessárias medições locais de vento. A obtenção destas medidas locais do recurso é feita através de uma campanha de medição que pressupõe a montagem de uma estação meteorológica instrumentada com anemómetros, cata-ventos, sensores de temperatura e pressão, de modo a conseguir caracterizar o local em termos de velocidade e direção de vento, temperaturas e pressões. Por razões económicas e de projeto, a estação possui normalmente uma altura inferior à que posteriormente será a de montagem dos aerogeradores.

Para a medição dos dados de vento é habitualmente, do ponto de vista climatológico, considerado aceitável analisar-se um período de 10 anos de dados locais (Pinto, 2001).

Atendendo à necessidade de realização dos estudos num tempo muito inferior, o período mínimo de medição deverá ser de pelo menos 1 ano, dadas as variações que o regime de ventos experimenta nas diversas estações do ano. Mas um ano pode não ser minimamente representativo da média a longo prazo pois pode representar um ano atípico de resultados (Pinto, 2001).

Estudos realizados e apresentados no Atlas Europeu do Vento mostram que em Portugal, num conjunto de 10 anos, as médias da velocidade de vento de quaisquer dois anos consecutivos, não se afastam mais do que 5% da média global (Troen & Lundtang, 1989). É então por isso admitido que a medição, num dado local, de dois anos de velocidade média e direção do vento, conduz a resultados aceitáveis de modo a caracterizar o regime de ventos para fins energéticos, nomeadamente para a produção eólica (Pinto, 2001). Ainda assim, quanto mais extenso for o período de medição maior é a representatividade do regime de ventos local.

A Figura 4 mostra a variação da precisão dos dados de medições realizadas para uma estimativa do recurso eólico ao longo do tempo.

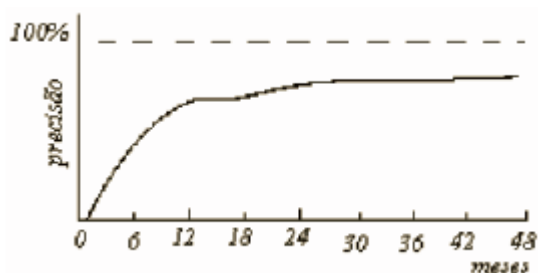


Figura 4 - Variação da precisão de uma estimativa do recurso eólico ao longo do tempo (Soares, 2009)

3.1.3. Análise dos dados do recurso eólico provenientes das medições

Os dados de vento medidos são sujeitos a um rigoroso controlo de qualidade e validação.

Esta fase permite detetar aspetos como possíveis falhas de dados, problemas nas comunicações no sistema de comunicação remota, congelamentos dos sensores, discrepâncias entre a informação reportada e a exata do local, leituras inconsistentes dos sensores, entre outras ocorrências que possam deturpar os valores de dados recebidos afetando negativamente as conclusões da análise.

A análise dos dados recolhidos da campanha de medição local, permite caracterizar o escoamento atmosférico da região, nomeadamente através das medições de velocidade e direção de vento. Essa análise é normalmente apresentada sob a forma de uma rosa-dos-ventos energética e de um histograma de distribuição de probabilidade de ocorrência (Figura 5). Estes instrumentos de análise permitem indicar a contribuição energética de cada setor e analisar a frequência de ocorrências de gamas de velocidades de vento no local.

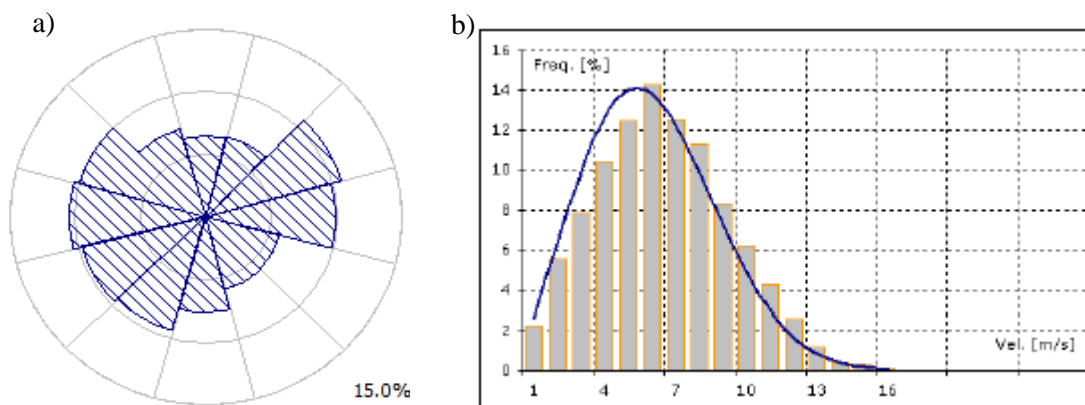


Figura 5 – Rosa-dos-ventos energética (a); Histograma de distribuição de probabilidades de ocorrência (b) (Soares, 2009)

3.2. Avaliação do recurso eólico

3.2.1. Dados do vento de longo termo

As medições de dados locais refletem um período curto de dados de vento. Uma vez que a determinação de uma estimativa de produção será realizada tendo em conta o tempo de vida útil de um parque eólico, é necessária a realização de uma extrapolação dos dados de vento locais, baseada em correlações MCP (*Measure- Correlate- Predict*), que permita simular o regime de ventos para um período mais extenso. Esta análise permite que se correlacione os dados de medições locais, nomeadamente velocidades e direções de vento, com os dados de outra estação de medição que contenha informação de um período mais longo, permitindo assim obter uma simulação do recurso eólico para o longo termo.

A Figura 6 representa os períodos de medição local e de dados de outra estação.

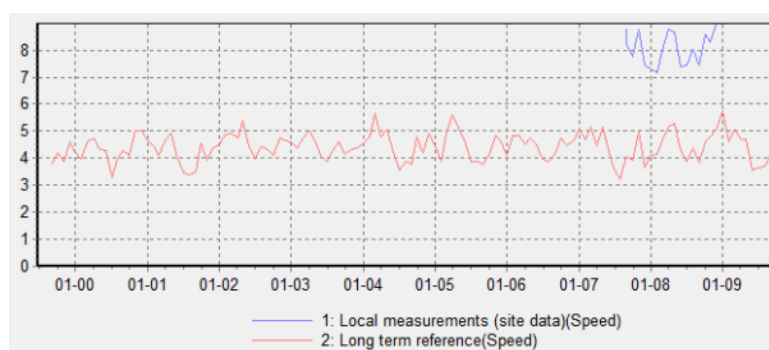


Figura 6 – Representação dos períodos de medição local e do período de dados de outra estação (Nielsen, 2010)

Caso não seja possível correlacionar, de forma satisfatória, os dados medidos e os dados de uma estação com um período longo de medições, pode em alternativa ser realizada uma correlação com uma série virtual de vento de longo termo, ainda que contemple um maior fator de incerteza nos resultados.

As séries virtuais são obtidas por simulação numérica do vento com auxílio do modelo de mesoescala WRF, *weather research and forecasting system*. Este modelo de mesoescala é usado por diversas entidades no mundo e tem como objetivo simular as condições atmosféricas e descrever a dinâmica e termodinâmica da atmosfera em áreas limitadas, com base em módulos criados de modo a assimilar dados de observações e simular condições atmosféricas (Wang et al., 2016).

3.2.2. Modelação do regime médio anual de ventos

Após a análise dos dados do recurso eólico disponíveis e da correlação do período para o longo termo é possível realizar a modelação das características do vento numa determinada área com o auxílio de modelos numéricos de escoamento de vento como o WA^SP, *wind atlas analysis and application program*. Este é um modelo linear e estacionário de escoamentos, que permite estimar a relação média entre direções e intensidades do vento de diferentes locais, considerando as características do terreno em causa nomeadamente orografia, rugosidade e eventuais obstáculos (Mortensen et al, 1998). Numa primeira fase, dita de análise, fornecendo ao software dados locais de longo termo e a caracterização da envolvente, é calculado o regime regional de ventos. Este processo está esquematizado, no percurso ascendente, da Figura 7. Este regime de ventos livre de efeitos locais da envolvente à estação de medição é depois extrapolado horizontalmente pelo WA^SP para um outro qualquer ponto vizinho, contabilizando no local alvo os efeitos da orografia, rugosidades e obstáculos presentes. Esta segunda fase, designada de aplicação, está esquematizada no percurso descendente da Figura 7.

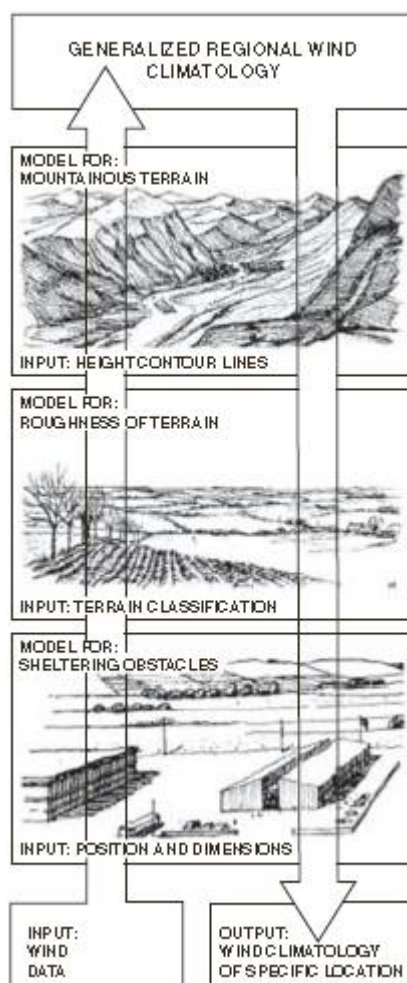


Figura 7 – Esquema do processo de funcionamento do WAsP (Jain, 2011)

As principais vantagens do WAsP são o facto de ser uma referência reconhecida e um modelo simples de utilizar que facilmente interage com outras ferramentas da indústria eólica.

As principais limitações prendem-se com a não adequabilidade para terrenos complexos, a não previsão de recirculações do vento e não permitir recolher informação sobre a componente vertical da variação de velocidade (Soares, 2009). Apesar destas limitações, o WAsP permite obter bons resultados quando as mesmas são consideradas corretamente.

Os resultados obtidos com a ferramenta WAsP devem ser verificados para cada caso de estudo, para assim confirmar a sua validade e a posterior análise de incertezas do modelo. A verificação do WAsP tem por base a análise da forma como o local de estudo viola os limites ideais de aplicabilidade do modelo. Os limites ideais definidos para aplicabilidade do WAsP são garantidos sempre que o local de referência onde é colocado o mastro, e o local onde se

prevê a colocação do aerogerador, são sujeitos ao mesmo regime climático e a uma atmosfera predominantemente neutra ou levemente estável. É ainda necessário que estes locais apresentem terreno não demasiado complexo e sob influência de condições similares de orografia e rugosidade (Jain, 2011). Estes aspetos não são facilmente quantificáveis e são de carácter muito complexo, sendo que a interpretação dos dados depende em muito da experiência do analista no uso da ferramenta.

A complexidade do terreno pode ser caracterizada pelo índice de complexidade orográfica Ruggedness Terrain Index, RIX, e normalmente o WA^sP é ideal para locais de baixa complexidade de terreno em que o RIX é aproximadamente nulo. Ainda assim, podem esperar-se previsões satisfatórias quando os locais são complexos se o nível de complexidade for semelhante entre os locais de referência e de previsão (Jain, 2011).

Como evidenciado anteriormente, existem projetos em que a adequabilidade do WA^sP é reduzida. Deste modo, é necessário recorrer a modelos não lineares CFD, *computational fluid dynamics*, como é o caso do WINDIE, que permite obter soluções de equações de mecânica dos fluidos de modo a modelar o fluxo de ventos. Este modelo é adequado, entre outros, quando se verifica a presença de obstáculos nas proximidades como florestas e elevações superiores, quando existe complexidade orográfica excessiva, valores de RIX elevados ($RIX > 40\%$), quando se verificam fenómenos de turbulência, desvios na previsão dos mastros, distância excessiva entre turbinas e mastros e desvios consideráveis ($> 5\%$) entre o perfil do WA^sP e o perfil medido nos mastros. O WINDIE é um modelo que resulta da parceria da Megajoule com o Instituto Superior de Engenharia do Porto.

3.3. Definição da configuração do parque eólico

Após a determinação da distribuição do recurso eólico para o local de estudo, procede-se à definição da configuração do parque eólico. Esta configuração é realizada de forma a ter em conta a colocação dos aerogeradores nos locais de maior potencial eólico, possíveis restrições ambientais ou do terreno e considerando a influência de possíveis aerogeradores vizinhos.

Por questões técnicas, os aerogeradores não podem ser colocados em locais que violem duas condições: o terreno possuir inclinação superior a 14° e a distância mínima entre aerogeradores ser inferior a 3 diâmetros do rotor.

3.4. Estimativa de produção anual de energia

Após a definição da configuração do parque eólico, para a obtenção do valor da estimativa de produção bruta média anual de energia é necessário aplicar-se as curvas de potência dos modelos de aerogeradores selecionados, aos regimes médios anuais de ventos que foram calculados com os modelos numéricos de escoamento de vento. Esta estimativa corresponde ao valor de produção para um ano regular de 365 dias sem considerar fatores de perdas.

Como para qualquer estimativa realizada, está sempre associado ao procedimento de cálculo um determinado grau de incerteza.

3.4.1. Perdas de produção

Após ser estimada a produção bruta média anual de energia elétrica de determinado parque eólico, deve ser contabilizado um fator inicial de perdas por efeito de esteira.

O efeito de esteira resulta da grande complexidade de escoamento e turbulência decorrentes do funcionamento do aerogerador e que afetam o funcionamento das turbinas a jusante (Aguiar, 2009). As principais consequências deste efeito são a redução da produção de energia e o aumento da turbulência. Consideram-se perdas de efeito esteira internas do projeto, que representam perdas entre aerogeradores e componentes do parque, bem como efeitos de esteira externos, ou seja, devidos a projetos adjacentes existentes ou planejados, que podem promover efeitos de perdas no projeto em estudo (Jain, 2011).

Entre os modelos de contabilização dos efeitos de esteira mais utilizados na indústria eólica estão o modelo PARK, baseado na expansão linear da esteira, incluído no software WAsP (http://www.WAsP.dk/WAsP#details__wakeeffectmodel) e o modelo numérico EDDY VISCOSITY utilizado, entre outros, pelo software WINDFARMER (Neubert, 2016).

Ao valor da produção bruta média anual estimada de energia, após a consideração dos efeitos de esteira são também descontadas outras perdas ou depreciações relacionadas com o trânsito de energia entre as turbinas eólicas e o ponto de interconexão com a rede elétrica recetora, originando a estimativa de produção líquida média anual.

Na Figura 8 representa-se esquematicamente a sequência de cálculo referida nos parágrafos anteriores.



Figura 8 - Perdas consideradas na estimativa de produção líquida média anual de energia

A valorização das diferentes perdas contempladas aquando da realização de estudos de vento deverá ser uniformizada, caso contrário a comparação entre estudos realizados por diferentes consultores não é possível. O processo de uniformização não é simples e requer uma avaliação pormenorizada de cada um dos fatores de perdas (KEMA, 2013).

Cada projeto eólico possui especificações que lhe conferem singularidade e, assim sendo, requerem considerações específicas como a viabilidade da utilização dos fatores que são padronizados. Podem ainda, verificar-se situações em que alguns fatores de perdas são conhecidos e portanto, não é necessário estimá-los, reduzindo o erro inserido na estimativa de produção líquida média anual (KEMA, 2013).

O conjunto de fontes de perdas de energia elétrica de um parque eólico pode ser agrupado essencialmente em cinco categorias:

- Disponibilidade de máquinas, de infraestruturas ou da rede elétrica
- Desempenho dos aerogeradores
- Eficiência elétrica
- Ambientais
- Limitações

Estas categorias adotadas fazem parte do processo de uniformização já utilizado na determinação das estimativas de produção realizadas por consultores na indústria eólica. Cada uma das categorias referidas anteriormente é subdividida em fatores de perdas mais específicos.

Sempre que as diversas fontes de perdas de energia não são definidas à partida, os valores atribuídos pela Megajoule para cada uma das categorias padronizadas, advêm do processo de uniformização, tendo em conta a experiência da entidade na realização dos estudos para Portugal, afinando assim os valores utilizados.

Os valores típicos assumidos para as fontes de perdas de energia estão evidenciados na Tabela 5.

Tabela 5 - Valores de perdas considerados nos estudos da Megajoule para Portugal

PORTUGAL		
Perdas		
Disponibilidade		96,0%
Aerogerador	98,00%	
Infraestruturas	99,50%	
Rede de transmissão externa	98,50%	
Desempenho do aerogerador		96,9%
Desvio curva de potência	98,50%	
Desempenho abaixo do ideal	99,00%	
Escoamento do vento	99,50%	
Histerese	99,90%	
Eficiência elétrica		97,0%
Ambiental		99,0%
Degradação das pás	99,50%	
Neve e gelo	99,50%	
Temperatura	100,00%	
Limitações		100,0%
Gestão setorial do vento	100,00%	
Rede de transmissão externa	100,00%	
Limitações de operação	100,00%	
TOTAL EFICIÊNCIA		89,4%
TOTAL PERDAS		10,6%

Segue-se uma descrição sumária de cada um dos 5 fatores de perdas consideradas.

Disponibilidade

São contempladas perdas resultantes da análise da disponibilidade do aerogerador, das infraestruturas e da rede de transmissão externa.

A indisponibilidade do aerogerador entende-se como a percentagem de tempo que este não está apto para gerar energia, ou seja, do tempo que o aerogerador não está em funcionamento, do tempo em que são realizadas operações de manutenção ou em que ocorrem falhas durante a vida útil do projeto (Jain, 2011).

Nesta categoria consideram-se também as perdas resultantes da indisponibilidade das infraestruturas, que são devidas a interrupções do sistema elétrico de componentes locais como por exemplo o disjuntor principal da turbina e das infraestruturas da subestação (KEMA, 2013). O valor típico adotado para esta perda é de 0,5%, considerando-se assim uma disponibilidade de 99,5%. Apesar disso, tipicamente este valor é acordado contratualmente.

Por último, consideram-se as perdas de indisponibilidade da rede de transmissão externa, que conta com as perdas resultantes da inatividade da mesma (KEMA, 2013).

Desempenho do aerogerador

A categoria das perdas resultantes pelo desempenho do aerogerador contempla as perdas associadas ao desvio da curva de potência, ou seja, ao desvio do desempenho da turbina relativamente à curva de potência contemplada no estudo (AWSTruepower, 2014).

São também tidas em consideração perdas resultantes do possível desempenho abaixo do ideal devido a configurações subótimas da turbina (AWSTruepower, 2014).

Outro fator de inclusão de perdas na categoria do desempenho do aerogerador é resultante do escoamento do vento, estas perdas são devidas ao impacto de fluxos não horizontais na produção de energia (AWSTruepower, 2014). Usualmente os valores de perdas situam-se entre 0% e 1% dependendo da complexidade do terreno em estudo, normalmente é utilizado o valor de 0,5% de perdas.

Por último, perdas resultantes da histerese do controle por velocidade elevada, que se baseia nas perdas de energia que ocorrem desde o início do período de desligamento dos aerogeradores, devido a elevadas velocidades de funcionamento, até que a velocidade do vento decresça permitindo ao software iniciar o funcionamento (AWSTruepower, 2014). Estas velocidades de paragem e de início de funcionamento são normalmente definidas pelo fabricante.

Eficiência elétrica

A categoria da eficiência elétrica contempla as perdas elétricas que ocorrem entre a baixa tensão da turbina e o ponto de conexão de alta tensão da subestação local (AWSTruepower,

2014). Este fator é variável e depende da distância entre os dois pontos considerados, uma vez que tipicamente as perdas elétricas aumentam com o aumento da distância.

Ambientais

No âmbito das perdas ambientais são considerados fatores de perdas que promovem a degradação das pás das turbinas, influenciando a mudança da eficiência aerodinâmica das mesmas. Estes efeitos negativos têm tendência a piorar com o passar do tempo, podendo as pás necessitar de reparações periodicamente. Os fatores de perdas podem ser resultantes da contínua exposição solar, do ciclo de congelamento e descongelamento das pás, de sedimentos provenientes no vento e até da acreção de insetos e sujidade (AWSTruepower, 2014). Tipicamente são consideradas perdas de 0,5% para locais com condições típicas e 1% para locais áridos.

Outro fator de inclusão de perdas de carácter ambiental é devido à acumulação temporária de neve e gelo nas pás, reduzindo a performance aerodinâmica e causando o desligamento das turbinas (AWSTruepower, 2014). Para a atribuição de valores de perdas a este fator, tipicamente são considerados dados de medições locais da frequência de existência de neve e gelo, realizados recorrendo a mastros de medição. Quando os dados não estão disponíveis é adotado um valor típico de 99,5% de eficiência.

O último fator considerado nesta categoria é a paragem de funcionamento devido à temperatura ambiente. Estas perdas podem surgir em situações que ocorram temperaturas fora da gama considerada pelo fabricante para o funcionamento da turbina, promovendo a paragem da atividade dos aerogeradores (KEMA, 2013). Neste fator é considerada normalmente uma perda nula, atendendo às temperaturas típicas ocorrentes em Portugal.

Limitações

Uma outra categoria considerada na análise dos fatores de perdas são possíveis limitações ocorrentes durante a vida útil dos projetos. As perdas consideradas nesta categoria prendem-se com a gestão setorial do vento, com a rede de transmissão externa e com restrições a nível ambiental.

A análise da gestão setorial do vento de determinado parque considera as perdas devidas à aplicação de uma estratégia de limitação, através da paragem das turbinas em determinadas

condições setoriais de vento, definidas pelo fabricante, para limitar cargas físicas (KEMA, 2013).

As perdas na rede de transmissão externa são devidas a limitações impostas pelo operador da rede elétrica sobre a quantidade de energia que é entregue pelo parque eólico (KEMA, 2013). Assim sendo, a potência do parque é limitada à potência estabelecida pelo operador, sendo as perdas consideradas referentes ao tempo em que o parque poderia estar a fornecer mais energia.

Por último, podem ser consideradas restrições ambientais que resultam em perdas devidas às limitações impostas na estratégia de operação adotada. As restrições são não só ambientais, como a preservação de habitats e rotas migratórias, mas também sociais como o ruído e efeitos de sombra (AWSTruepower, 2014).

Não são contemplados valores de perdas típicos, relativamente ao fator de limitação, uma vez que este deve ser previamente estudado e divulgado e assim, se necessário, contemplado no cálculo das perdas.

Assim, após considerar estas categorias de perdas, estima-se o valor da estimativa de produção líquida média anual de energia para o parque eólico em estudo.

3.4.2. Estimativas de incerteza

Ainda que as estimativas de produção de energia elétrica de parques eólicos possam ser levadas a cabo utilizando metodologias de cálculo atuais e comprovadas como as descritas neste capítulo, têm sempre associado um determinado grau de incerteza.

Esta incerteza global (IPAE*) segue uma distribuição Gaussiana (Cabral, 2004), e é resultado da combinação de vários componentes que podem ser agrupados essencialmente em três categorias: incerteza na determinação do regime de ventos (Ivento), incerteza na modelação do escoamento (Iescoa) e incerteza na modelação do parque eólico (Iparque).

Sendo admitido que os diferentes contributos não se correlacionam entre si, a incerteza global é determinada por:

$$I(PAE *) = \sqrt{S_{vento}^2 I_{vento}^2 + S_{vento}^2 I_{escoa}^2 + I_{parque}^2} \quad (1)$$

O fator (Svento) representa a sensibilidade das estimativas de produção de energia do parque eólico à variação da velocidade do vento, permitindo assim, quantificar em unidades de energia as componentes de incerteza na determinação do regime de ventos e incerteza na modelação do escoamento que, ao contrário da incerteza na modelação do parque, são expressas em unidades de velocidade.

Incerteza na determinação do regime de ventos

A incerteza na determinação do regime de ventos depende da qualidade da campanha de medição que é realizada, ou seja, dos instrumentos de medição usados para a determinação do regime de ventos, da altura de instalação da torre de medição, entre outros fatores inerentes à qualidade da campanha. Depende também das incertezas das correlações que se efetuam nos conjuntos de dados de vento que são extrapolados de modo a obter-se informação de vento para o longo termo, depende também dos desvios do período de referência face ao regime de ventos de longo termo. Por fim, outro fator contemplado para o cálculo da incerteza na determinação do regime de ventos é a análise da variabilidade futura da incerteza para os 20 anos de operação do parque.

A potência disponível no vento depende da intensidade do vento numa razão cúbica como representado na equação (2) (Skipka & Theodore, 2014). Deste modo, uma pequena incerteza na estimativa do regime de ventos pode gerar grande incerteza na produção de energia.

$$P = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (2)$$

Assim, para a determinação das incertezas dos fatores que contribuem para a incerteza na determinação dos dados dos regimes de ventos deve ser tido em consideração o seu impacto posterior na produção de energia.

Incerteza na modelação do escoamento

A determinação da incerteza da modelação do escoamento, tem em consideração que o processo de modelação é feito com base no software WA^SP e assim, as incertezas dependem das extrapolações do modelo. As extrapolações associadas ao funcionamento desta ferramenta são verticais, entre altura do mastro de medições e a altura a que ficarão instalados os rotores dos aerogeradores, e horizontais da localização dos mastros para a

localização de montagem dos aerogeradores. Como forma de reduzir a incerteza neste âmbito, é necessário que as limitações da ferramenta WA^SP sejam tidas em conta, bem como a qualidade dos dados de entrada para que assim seja respeitado o modo de funcionamento do modelo. Pode ser adicionado um valor de incerteza complementar de modo a garantir que, caso não sejam cumpridos os princípios de funcionamento ideais do modelo, a incerteza associada seja considerada.

Incerteza da modelação do parque

Na incerteza da modelação do parque são contabilizados fatores de incertezas relacionados com as características mais específicas do parque eólico em estudo. Assim, são contabilizadas as incertezas na determinação da densidade do ar local, as incertezas associadas a desvios da curva de potência real em relação à curva de potência contemplada no estudo do parque e por fim, são consideradas incertezas dos fatores de perdas, nomeadamente perdas por efeito esteira e outras componentes de perdas que são consideradas no projeto.

A Tabela 6 ilustra a gama de incertezas que são tipicamente consideradas nos estudos da estimativa de produção. É de salientar que os valores apresentados são resultado de uma análise de valores típicos. Assim, pode verificar-se valores fora desta gama, tendo em conta as condições de realização de cada um dos estudos.

Tabela 6 – Gama de valores típicos de incertezas considerados nos estudos

	20 anos
Determinação regime de ventos	4% - 18%
Modelação do vento	4% - 20%
Modelação do parque	3% - 10%
INCERTEZA GLOBAL	10% - 25%

O valor da estimativa de produção de energia apresentada nos estudos com a respetiva incerteza global é denominado de estimativa central (P50), que representa o valor da estimativa de produção de energia que garante a probabilidade de 50% desta ser excedida ou não ser alcançada.

Além da estimativa central, existem outros intervalos de confiança sendo o mais relevante, quando o projeto é analisado sob o ponto de vista financeiro, o P90. Este intervalo representa

um valor de estimativa de produção que garante que este seja excedido em 90%. Para a determinação do P90, bem como de outros possíveis intervalos de confiança (P80, P70), considera-se que a incerteza associada ao P50 é expandida e determina-se o valor da estimativa de produção que garante o intervalo de confiança.

4. Seleção dos parques eólicos para estudo

No estudo efetuado com o objetivo de validar as estimativas de produção realizadas pela Megajoule foram selecionados 16 parques eólicos localizados em Portugal continental, de acordo com a informação da Tabela 7.

Tabela 7- Síntese da informação dos parques eólicos em estudo

Nº de parques eólicos	16
Nº Aerogeradores	228
Total de anos de operação	129
Período	2006-2016
Potência total instalada	458,7 MW
Disponibilidade média	84,3% - 99,2%

Foram disponibilizadas pelos promotores dos parques as produções brutas mensais, bem como a respetiva disponibilidade, desde o início de funcionamento de cada um dos casos em estudo.

Para a realização da validação das estimativas de produção foi necessário efetuar um levantamento de informação relativa aos 16 parques em estudo, que garantisse uma base de informação credível e completa. Foram disponibilizados pela Megajoule todos os estudos

referentes aos parques eólicos em análise, assim como dados detalhados do índice de eolicidade, que virá a ser definido no Capítulo 5.

Da informação recolhida é de salientar os seguintes aspetos:

- Os 16 parques eólicos selecionados encontram-se distribuídos de norte a sul de Portugal continental, representando um total de 129 anos de operação.
- Foram analisadas as características de cada parque eólico nomeadamente relativas aos aerogeradores utilizados (número, modelo e fabricante) e potência nominal instalada.
- O ano de início de operação dos parques varia entre 2006 e 2012 tendo sido efetuada a análise até final de 2016.
- A amostra selecionada contempla parques com potências nominais instaladas entre 4 MW e 111 MW.

Na Figura 9 é apresentado um resumo das características dos parques em análise.

O gráfico a) da Figura 9, mostra o número de parques eólicos que se inserem em cada intervalo de potência instalada, apurando-se que a maioria dos parques eólicos em estudo, cerca de 87,50%, têm uma potência instalada inferior ou igual a 50 MW.

O gráfico b) permite analisar o número de parques eólicos que iniciaram a sua produção em cada ano desde 2006 a 2012. Verifica-se que a maioria dos parques em análise entrou em operação até 2010, e que o ano limite de iniciação foi 2012 garantindo assim pelo menos 5 anos de dados de funcionamento. Desta forma, foi evitado o estudo de parques eólicos nos primeiros anos de operação, permitindo assim reduzir a possibilidade de desvios de produção devidos às afinações tipicamente ocorrentes nessa fase.

O gráfico c) relaciona os parques eólicos em estudo com os seus anos de operação. Assim, todos os parques eólicos apresentam mais de 5 anos de operação e cerca de 37,5% têm 7 anos de funcionamento.

A relação entre a potência instalada em cada ano do intervalo em análise (2006-2012) é representada no gráfico d). Constata-se que 2006 e 2010 são os anos com mais potência

instalada dos 16 parques em análise, representando estes dois anos 80,7% da potência total instalada.

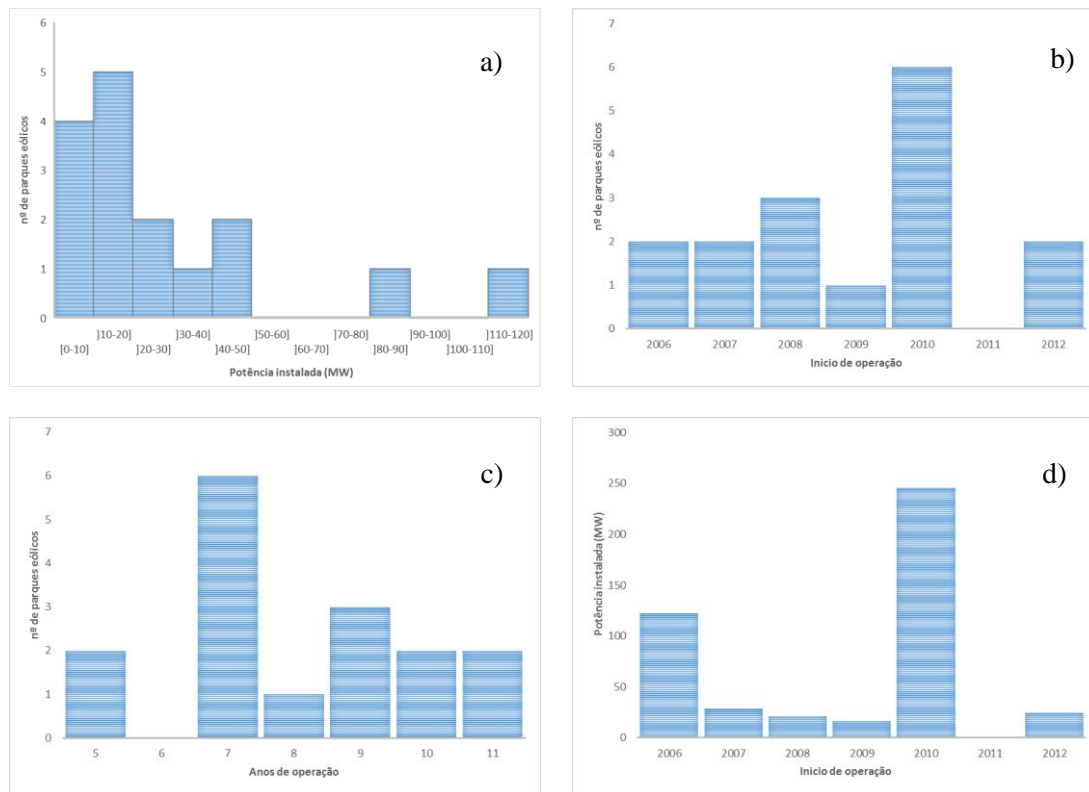


Figura 9- Características dos parques eólicos em estudo: Potência instalada (a), início de operação (b), anos de operação (c), potência instalada em cada ano de início de operação (d)

A validação da estimativa de produção anual de energia (PAE*) requer a sua comparação com os valores da produção real de energia do parque. Esta comparação é efetuada, numa primeira fase, após correção da produção efetiva com a disponibilidade real do parque para uma disponibilidade de 96% (PAE_D), que foi a disponibilidade assumida para as estimativas de produção de energia.

Apesar do número de anos de operação dos parques em análise contemplar um total de 129 anos, foi fornecida apenas informação de disponibilidade a partir de 2007 correspondendo assim a 127 anos, reduzindo a base de informação construída para o presente estudo.

Como referido no capítulo 3, a cada estimativa de produção está associada uma incerteza do estudo. Essa incerteza, na prática, representa o limite superior (PAE*sup.) e inferior (PAE*inf.) da estimativa de produção.

Os valores da produção foram normalizados pela capacidade instalada obtendo-se o número de horas de produção a plena carga (hpc).

Nas Figuras 10, 11 e 12 são apresentados os valores das estimativas da produção de energia e respetiva incerteza e os valores da produção anual de energia gerada, expressos em hpc, para os 16 parques em análise, que totalizam 127 anos de operação.

No sentido de verificar se as condições de operação dos parques eólicos assumidos aquando do estudo efetuado são válidas, foi consultada a base de dados de parques eólicos em operação da APREN, associação portuguesa de energias renováveis (APREN & INEGI, 2016). Esta análise permitiu identificar possíveis diferenças relativamente aos estudos efetuados previamente à instalação dos parques eólicos, nomeadamente a potência nominal instalada, o modelo e número de aerogeradores presentes, bem como a sua localização.

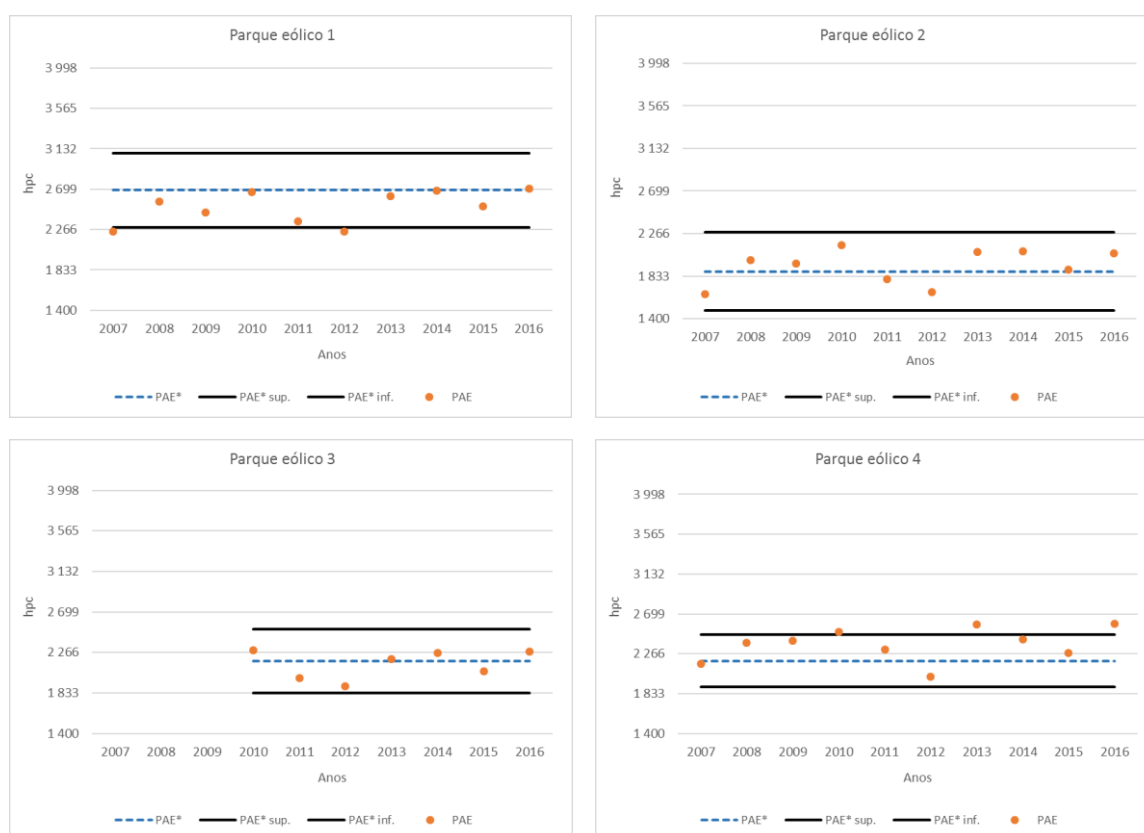


Figura 10- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 1 até ao 4

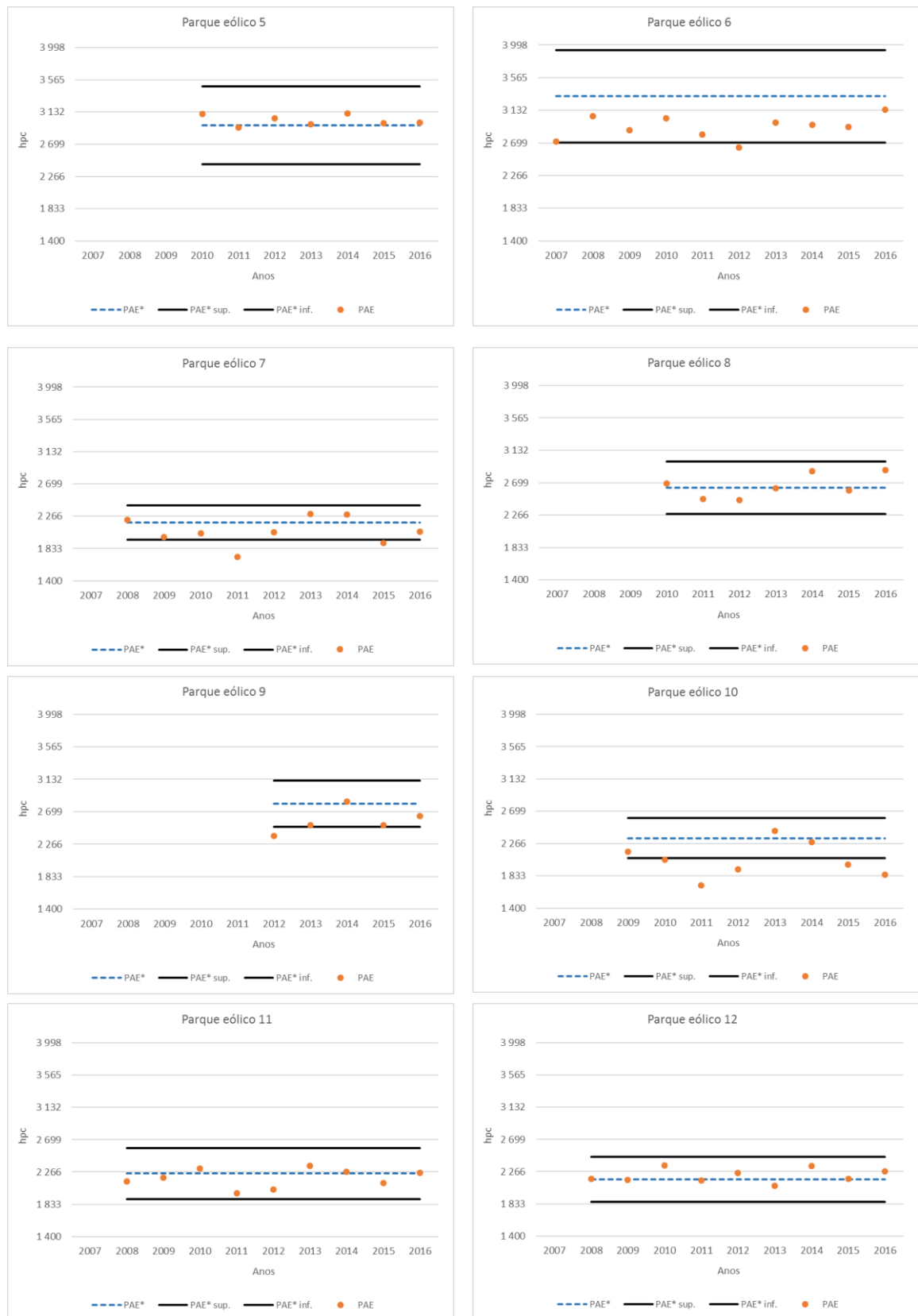


Figura 11- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 5 até ao 12



Figura 12- Análise das estimativas, produções reais e incertezas dos parques eólicos 13 ao 16

Nos parques eólicos 2, 5, 8, 12, 14 e 16 verifica-se que as estimativas de produção realizadas pela Megajoule são inferiores aos valores médios de produções obtidos, em cerca de 2,9%, 2,2%, 0,8%, 2,4%, 1,7% e 5,2%, respetivamente. Pode ainda apurar-se que, no parque eólico 16, dos sete anos de operação, quatro estão ligeiramente fora dos limites de incerteza da estimativa de produção. Este caso concreto é aquele em que a incerteza associada às estimativas efetuadas é a mais baixa, cerca de 6%, dos dezasseis parques eólicos analisados.

Relativamente ao parque eólico 4 verifica-se que a maioria dos valores anuais de produções estão acima da estimativa estando três anos inclusivamente acima do limite superior da estimativa de produção. Atendendo à discrepância de valores de produção comparativamente com a estimativa, foi verificada a disposição atual dos aerogeradores relativamente à disposição proposta no estudo. Essa análise permitiu aferir que existem três aerogeradores com localizações diferentes das consideradas no estudo, bem como a existência de um aerogerador adicional não contemplado na pré-construção. Estas discrepâncias entre estimativas e produções reais são, pelo menos em parte, motivadas por estas alterações.

Em sentido contrário, o parque eólico 6 tem tido produções reais consistentemente abaixo do valor da estimativa de produção de energia efetuada. Pode ainda verificar-se que apenas 1 ano de produção, referente ao ano de 2014, está fora dos limites de incerteza estabelecidos, estando os valores relativos aos outros anos na gama da incerteza definida.

Os valores das estimativas de produção dos parques 1, 3, 7, 9 e 11 são superiores aos valores médios de produções, cerca de 6,8%, 1,5%, 5,5%, 8,1% e 2,7% respetivamente. Pode aferir-se que para os parques eólicos 1 e 7 existem dois valores de produções em cada um dos parques, que se encontram fora dos limites da incerteza estabelecidos nos estudos. O parque eólico 9 possui um ponto fora do limite inferior da incerteza, no primeiro ano de funcionamento, 2012. Para os parques eólicos 3 e 11, verifica-se que todos os pontos se enquadram dentro dos limites estabelecidos para a incerteza do estudo.

Com a análise do parque eólico 10 verifica-se que a estimativa de produção é superior ao valor médio de produção em cerca de 12,5%. Relativamente à análise dos pontos de produções anuais, em cinco dos oito anos analisados as produções encontram-se fora dos limites da incerteza do estudo. A incerteza estimada para este parque foi de 11,5%, aparentemente um valor mais baixo que o desejável.

Relativamente ao parque eólico 13, a estimativa de produção apresentada é inferior à média de produções obtida em cerca de 2,2%. Apesar das produções anuais de energia elétrica verificadas serem muito pouco variáveis e se inserirem dentro dos limites apontados pelo estudo, este projeto sofreu alterações de configuração relativamente aos estudos efetuados.

A análise dos resultados do parque eólico 15 permitem verificar que o valor da estimativa de produção efetuada é inferior ao valor médio das produções em cerca de 11,0%, estando o parque eólico nos cinco anos analisados a ter um desempenho melhor do que o previsto. Uma análise mais pormenorizada ao parque eólico permitiu constatar que os aerogeradores que se encontram no parque não estão posicionados nas mesmas localizações que os assumidos no estudo. Esse fator é determinante para a discrepância verificada.

Considerando a análise efetuada e apresentada no presente capítulo, foram retirados dos estudos subsequentes os parques eólicos números 4, 13 e 15 uma vez que a disposição e número de aerogeradores dos locais de implementação dos respetivos parques eólicos não correspondem aos contemplados nos estudos prévios realizados.

Desse modo, para efeito da validação das estimativas de produção serão contemplados 13 parques eólicos representando um total de 107 anos de operação para o desenvolvimento do estudo. A Figura 13 pretende mostrar a disposição geográfica dos 13 parques eólicos, sendo que estes estão divididos pelo país do seguinte modo: 2 parques eólicos no norte do país, 4 parques eólicos na região centro litoral, 4 parques na região centro interior e 3 parques na região sul.

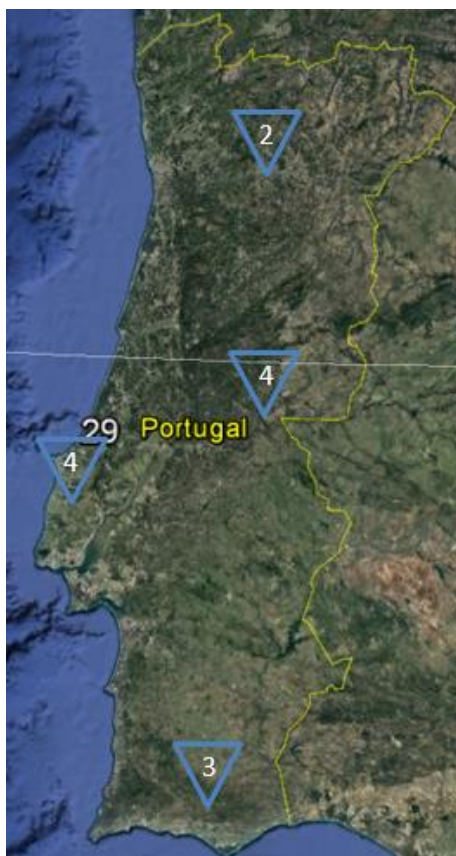


Figura 13 – Distribuição geográfica dos parques eólicos em estudo

5. Validação das estimativas de produção

Para a validação das estimativas de produção foi analisado o desvio entre os valores de produções de energia estimados pela Megajoule e os valores de produções de energia reais registados para cada um dos 13 parques eólicos.

As produções foram corrigidas com o índice de eolicidade de modo a serem normalizadas para um ano de comportamento médio e garantindo que seja possível a sua comparação com os valores das estimativas.

Uma vez que o índice de eolicidade apenas começou a ser publicado em 2009, não foram realizadas correções dos valores de produções de anos anteriores a este. Assim, para a validação das estimativas de produção serão analisados 95 anos de operação, devidamente corrigidos, dos 13 parques eólicos contemplados.

5.1. Índice de eolicidade

Como indicador de variabilidade do recurso eólico, foram criados índices de eolicidade (IEs) em diversos países como a Holanda, Suécia, Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Estados Unidos (Almeida, 2013).

O objetivo principal de um índice de eolicidade (IE) é permitir quantificar a variabilidade do recurso eólico, e assim, compreender e acompanhar a produção dos parques eólicos e da energia, de fonte eólica, injetada na rede (Almeida, 2013).

Em Portugal desde 2006 que a Rede Elétrica Nacional (REN) publica um valor de índice de produtividade, representativo de todo o país, com base na energia elétrica entregue à rede pública, proveniente de parques eólicos (REN, 2012).

A Megajoule em parceria com a APREN, desenvolveram desde 2009 uma metodologia de cálculo do IE em Portugal que permite fornecer informações mais detalhadas sob o ponto de vista dos promotores dos parques, corporizados na APREN, uma vez que permite também a descrição de padrões regionais de flutuação do recurso eólico em Portugal (APREN).

Considerando que a eolicidade é variável no país, dependendo das regiões, na metodologia de cálculo do IE contemplada pela Megajoule definem-se 6 grandes zonas de eolicidade, que estão divididas em 13 sub-zonas, normalmente limitadas pela orografia, sitas apenas em Portugal continental. Estas divisões agrupam locais onde o comportamento dos parques se correlaciona em termos de produções observadas, ou seja, que partilham regimes de ventos semelhantes.

Na definição geral de IE considera-se a seguinte expressão:

$$IE = \frac{\text{Eolicidade de curto termo ou observada}}{\text{Eolicidade de longo termo ou média}} \quad (3)$$

A eolicidade de curto termo ou observada baseia-se em dados ou amostras de intensidade de vento e produção teórica ou real dos parques eólicos. A eolicidade de longo termo ou média é um indicador do nível de recurso eólico médio histórico (Almeida, 2013). No caso do IE adotado pela metodologia da Megajoule consideram-se valores de produções reais mensais de energia elétrica, fornecidos pelos promotores dos parques eólicos, juntamente com a disponibilidade do parque nesse período.

A eolicidade pode ser calculada para cada sub-zona, zona ou para todo o país, num período mensal, trimestral ou anual. Para a realização dos cálculos baseados na produção real de um determinado parque eólico, esta deve ser normalizada pela capacidade instalada do mesmo e corrigida de eventuais indisponibilidades.

O cálculo do IE numa determinada sub-zona, tem em conta os dados dos 3 parques que melhor se correlacionam no período em análise, denominados parques eólicos de referência (PER). A seleção de um conjunto reduzido de PER prende-se com a necessidade de basear o IE em dados de produção com maior histórico de exploração e em permitir um melhor acompanhamento e controlo da qualidade dos dados disponibilizados. A escolha dos PER tem por base dois critérios que são um período histórico fiável de exploração e mínimo de 2 anos e a correlação entre as produções observadas de cada um dos parques eólicos e as produções totais dos parques da sub-zona, no período em estudo, permitindo assim a exclusão dos parques eólicos cuja eolicidade difere significativamente da eolicidade média.

Assim, para uma determinada sub-zona num determinado mês, recorre-se à seguinte equação:

$$IE = \frac{\sum_k^{N^{\circ} \text{ PER}} P \text{ observado}}{N^{\circ} \text{ PER} \times P \text{ média mensal}} \quad (4)$$

Em que:

- **P observado**, representa a produção corrigida normalizada observada no mês em análise para o PER da zona em estudo;
- **Nº PER**, representa o número de parques eólicos de referência selecionados para a sub-zona em análise;
- **P média mensal**, representa a média mensal da produção corrigida normalizada relativa à sub-zona em estudo.

A eolicidade observada num determinado período é apresentada comparativamente com o valor médio desse período. Assim, o valor resultante é dado em percentagem, pelo que um IE superior a 100%, num determinado mês, significa uma eolicidade nesse mês superior relativamente à eolicidade média da região.

A Figura 14 pretende ilustrar um exemplo de apresentação do índice de eolicidade, publicado pela Megajoule em parceria com a APREN, para as 16 sub-zonas contempladas na metodologia adotada.

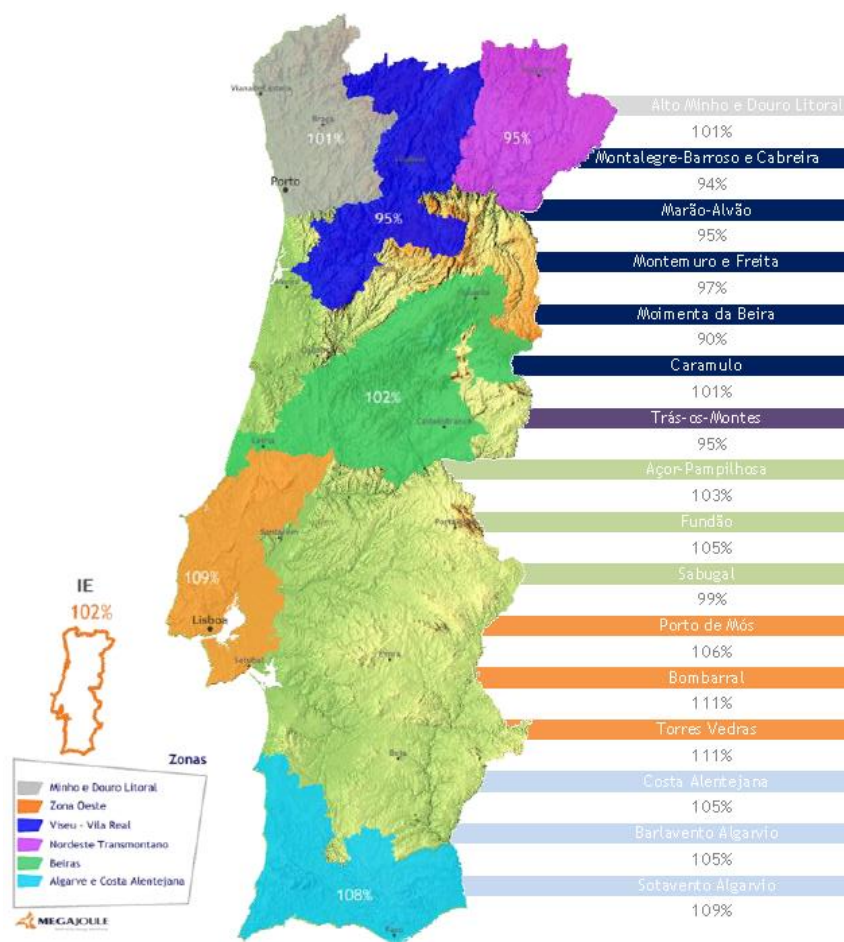


Figura 14- Índice de eolicidade da Megajoule (APREN)

5.2. Comparação entre a produção real e a estimativa de produção

Para comparar a produção real dos parques eólicos em estudo com as estimativas de produção realizadas previamente à sua construção, foram analisados os rácios entre as produções reais dos parques eólicos e as estimativas centrais (P50) permitindo assim, a quantificação dos desvios entre ambos os valores em cada ano de operação.

Foram analisados quatro rácios:

- $(PAE/P50)$ usando as produções reais brutas
- $(PAE_D/P50)$ após correção da produção com a disponibilidade
- $(PAE_{IE}/P50)$ após correção da produção com o índice de eolicidade
- $(PAE_{D,IE}/P50)$ tendo em conta a correção da disponibilidade e do índice de eolicidade

O resumo da informação estatística está representado na Tabela 8.

Tabela 8 - Resumo da informação estatística relativa aos rácios analisados

	PAE /P50	PAE _D /P50	PAE _{IE} /P50	PAE _{D,IE} /P50
Anos de operação	107	105	95	95
Média	98,58%	97,18%	98,13%	96,45%
Desvio médio	7,45%	7,00%	6,09%	5,57%
Desvio padrão	9,15%	8,48%	7,04%	6,68%

O rácio (PAE/P50) foi calculado para 107 anos de operação e o valor médio é cerca de 98,58%, ou seja, as produções reais são em média inferiores às estimativas de produção em 1,42%, apresentando um desvio médio dos valores de 7,45%.

Os resultados do rácio (PAE/P50), obtidos para cada ano de operação, encontram-se representados no histograma da Figura 15.

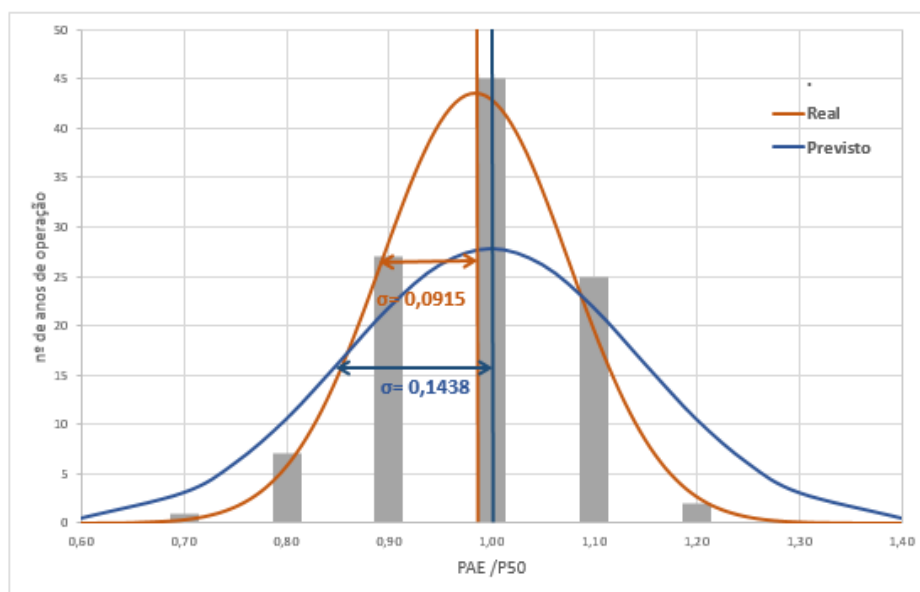


Figura 15 – Histograma (PAE/P50)

A curva azul representa o que seria de esperar tendo em conta as estimativas de produção. Assume-se, então, que a curva está centrada no valor 1,00 e que o desvio padrão é igual a 14,38%, que representa a média das incertezas dos estudos dos parques considerados. A curva laranja representa a distribuição normal equivalente com a mesma média e desvio

padrão que a distribuição real obtida para os anos de operação em análise. Esta curva apresenta uma distribuição aproximadamente normal.

A análise do histograma permite verificar que 45 anos de operação, correspondentes a 42,05% dos anos em estudo, apresentam um valor de 1,00 para o quociente (PAE/P50), ou seja, não existe desvio entre produções e estimativas para esses 45 anos.

Pode também salientar-se que 27 dos 107 anos analisados (25,23%), apresentam um valor de rácio superior à unidade, ou seja, os valores de produções reais são superiores ao valor da estimativa de produção. Destes 27 anos em 25 a produção real é 10% superior à prevista, e em 2 é 20% superior.

Por outro lado, existe um total de 35 anos, correspondentes a 32,71% dos anos, em que o valor do rácio é inferior à unidade, com registos de valor de rácio de 0,90, 0,80 e 0,70.

Relativamente ao segundo rácio, que tem em consideração a correção das produções reais com a disponibilidade do parque eólico, este foi efetuado analisando um total de 105 anos de operação dos parques. O decréscimo do número de anos de operação é devido ao facto de não terem sido disponibilizados registos da disponibilidade para dois anos de operação, de dois dos parques eólicos analisados. Como apresentado na Tabela 8 a média dos rácios é de 97,18%, ou seja, os valores de produções dos 105 anos estão em média 2,82% abaixo dos valores apresentados na estimativa central. Pode aferir-se que o desvio médio dos valores deste rácio ronda os 7%.

A Figura 16 apresenta um histograma da distribuição dos valores do rácio (PAE_D/P50) para os 105 anos de operação dos parques.

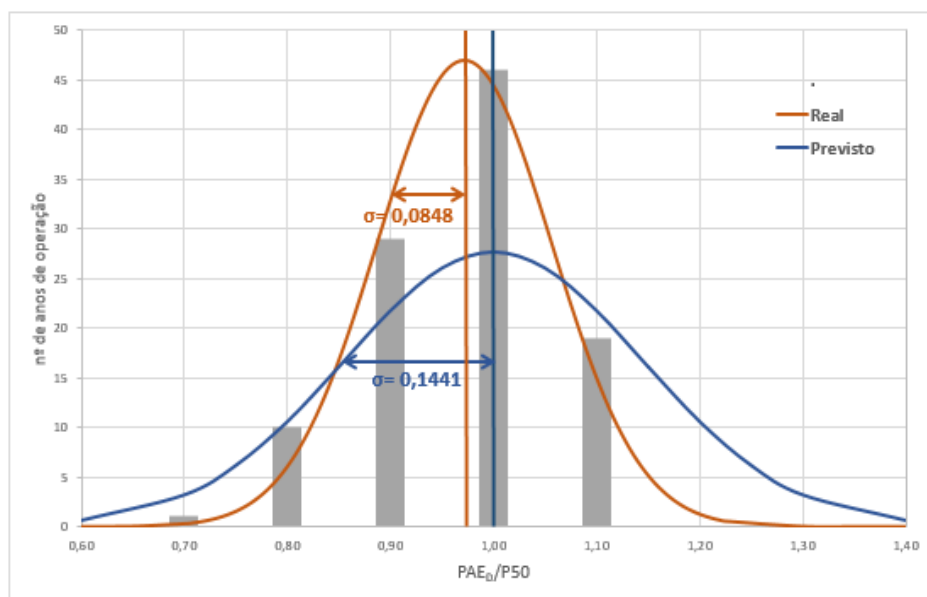


Figura 16 – Histograma ($PAE_D/P50$)

Em 46 anos de operação, 43,81% dos 105 analisados, os valores das produções dos parques são iguais aos valores das estimativas de produção de energia (rácios iguais a 1,00).

Verifica-se também que os rácios são inferiores a 1,00 em 40 anos de operação (38,10%), ou seja, as produções reais são inferiores às estimativas de produção. Por outro lado, os rácios são superiores a 1,00, superando as estimativas de produção em 19 dos anos de operação analisados (18,10%).

A análise do terceiro rácio, que relaciona a produção apenas corrigida com o índice de eolicidade e as estimativas de produção, reflete um valor médio de 98,13%, traduzindo que em média as produções são inferiores às estimativas em cerca de 1,87%. O desvio médio deste rácio é inferior aos anteriores, apresentando um valor de 6,09%.

Para esta análise apenas se consideram 95 anos de operação, uma vez que a correção dos valores de produção apenas foi aplicada a partir do início da publicação do índice de eolicidade.

Os resultados do rácio ($PAE_{IE}/P50$) obtidos para cada ano de operação encontram-se representados no histograma da Figura 17.

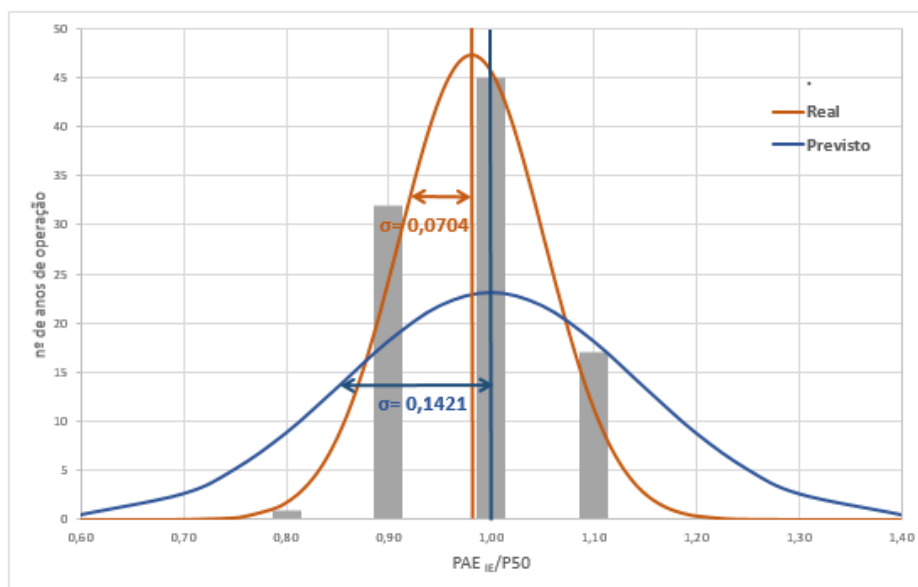


Figura 17 – Histograma ($PAE_{IE}/P50$)

A análise da figura anterior permite verificar que o número de anos em que os valores dos rácios são igualados à unidade é 45, representando 47,37% dos anos em análise.

Os valores das produções são 10% superiores aos valores das estimativas de produção em 17 anos de operação (17,89%). Por outro lado, os valores das produções são inferiores em 10% para 32 anos, dos 95 analisados (33,68%).

Apenas em um 1 de produção se verifica que o rácio toma o valor de 0.80. Este ano representa 1,05% da amostra.

Pode verificar-se que a correção dos valores de produção com o índice de eolicidade aproxima os resultados do que seria esperado comparativamente com os rácios anteriores.

A última comparação efetuada foi relativa à produção real corrigida da disponibilidade dos parques eólicos e da eolicidade ($PAE_{D,IE}$) com a estimativa de produção efetuada previamente à implantação de cada projeto eólico (P50).

A amostragem que foi possível selecionar para o cálculo deste rácio ($PAE_{D,IE}/P50$) contempla 95 anos de operação e o seu valor médio é de 96,45%, isto é, as produções reais corrigidas são 3,55% inferiores às estimativas de produção, apresentando um desvio médio de 5,57%.

Pode verificar-se que o valor médio do rácio é inferior aos valores obtidos com a realização dos três rácios anteriores. Apesar disso, o desvio médio da amostra para o cálculo deste rácio é o menor dos analisados anteriormente.

Os resultados obtidos para cada ano de operação encontram-se representados no histograma da Figura 18.

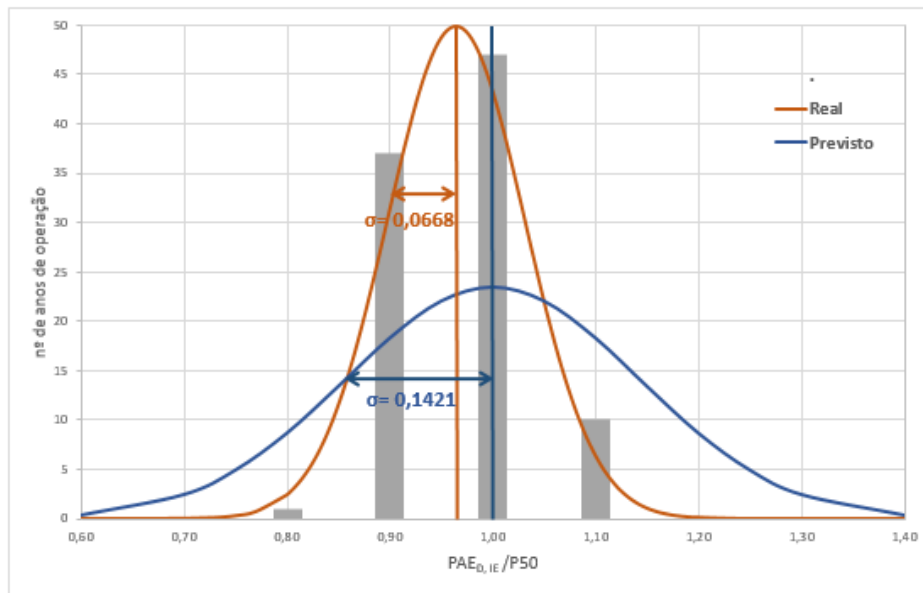


Figura 18 –Histograma ($PAE_{D,IE}/P50$)

Em 47 anos de operação, correspondentes a 49,47% dos anos analisados, não se verifica qualquer desvio entre os valores de produções corrigidas e as estimativas de produção.

Existem 38 anos, 40% dos anos em análise, em que as produções são inferiores às estimativas de produção e, por outro lado, 10 anos correspondentes a 10,53% dos anos, em que o valor do rácio é superior a 1,00, ou seja, as produções superaram as estimativas de produção.

O afastamento mais significativo ocorre num dos anos de operação em que o desvio entre produção e estimativa de produção é igual a 20%, ou seja, o rácio toma o valor de 0,80. Este ano corresponde a 1,05% da amostra.

A distribuição normal dos quatro histogramas (representada a cor-de-laranja) não está centrada no valor central (1,00). Para este facto podem contribuir os fatores de perdas que são estimados e contemplados nos estudos, podendo ser responsáveis pelo afastamento verificado. Outro fator, que pode afetar os valores é o índice de eolicidade uma vez que o cálculo deste se rege pela correlação de 3 parques eólicos podendo acontecer a correlação

não ser totalmente representativa da realidade de um ano médio. Assim, existem fatores tanto a nível das estimativas como das correções efetuadas que podem tanto corrigir como incrementar alguns erros nos valores dos rácios analisados.

Ainda assim, apesar de as produções reais serem inferiores às estimativas de produção pode verificar-se que o desvio não excede os 3,55%, valor obtido com todas as correções consideradas. Este estudo mostra que o desvio é menor quando as produções não são corrigidas ou quando são corrigidas apenas com um dos fatores.

Pode aferir-se também que o desvio padrão das amostras para cada um dos rácios, que está representado pela amplitude da curva cor-de-laranja dos histogramas, diminui com a introdução das correções consideradas. Assim, verifica-se que o incremento das correções nos valores brutos de produção permite que seja menor a dispersão verificada entre valores de rácio.

Em termos de análise do número de anos em que os valores de produção foram inferiores aos valores de estimativas de P90 apresentadas nos estudos, os resultados são evidenciados na Tabela 9.

Tabela 9 – Análise da relação entre as produções e a estimativa do P90

	PAE	PAE _D	PAE _{IE}	PAE _{D,IE}
Anos de operação abaixo do P90	1	1	0	0
Anos de operação abaixo do P90 (%)	0,93%	0,95%	0,00%	0,00%

Pode aferir-se que apenas se verificam valores de produções abaixo da estimativa de P90 para os valores de produções brutas e corrigidas apenas com a disponibilidade. Seria, no entanto, esperado que o número de anos de operação abaixo fosse aproximadamente 10%, uma vez que é essa a noção contemplada no P90. Apesar disso, o número de anos de operação de cada parque eólico utilizados neste estudo é reduzido, sendo, portanto, necessário ter em conta que o P90 é estimado de modo a refletir 20 anos de operação dos parques eólicos.

A partir dos resultados anteriores surgiu a necessidade de reavaliar os parques em estudo e verificar se a eliminação de parques, onde possam ser identificados problemas ao nível da

informação utilizada na realização das estimativas de produção, pode refletir-se nos resultados obtidos para os rácios calculados.

Foi retirado da análise o parque eólico número 6 que, como visto no gráfico da Figura 9, apresentava valores das produções sistematicamente abaixo do valor da estimativa de produção. A análise do relatório do estudo do parque eólico 6 mostrou que, a discrepância verificada pode ser resultado da escassa informação disponibilizada para a concretização do mesmo. Ainda assim, foi realizada a avaliação do recurso eólico da zona, mas a mesma foi levada a cabo com o auxílio de três torres meteorológicas instaladas a baixas alturas e cuja correlação entre ambas era fraca.

Os resultados obtidos excluindo o parque eólico 6 estão presentes na Tabela 10, cujos histogramas podem ser consultados no Anexo A.

Tabela 10 - Informação estatística correspondente ao cálculo dos rácios após retirada do parque 6

	PAE /P50	PAE _D /P50	PAE _{IE} /P50	PAE _{D,IE} /P50
Anos de operação	97	95	87	87
Média	99,75%	98,19%	99,14%	97,37%
Desvio médio	7,00%	6,54%	5,53%	5,26%
Desvio padrão	8,72%	8,18%	6,46%	6,20%

Analisando os valores da Tabela 10, pode verificar-se que os valores médios dos rácios estão mais próximos dos 100%, como seria desejado, evidenciando assim o impacto na análise anterior da presença do parque eólico número 6.

Verifica-se também uma redução dos valores dos desvios médio e padrão. Ainda assim, pode verificar-se uma diferença significativa entre os desvios padrões obtidos e o valor da incerteza média de 13,96%, indicando que poderá haver margem para ajustes no cálculo da incerteza das estimativas.

Além disso, o número de ocorrências em que o valor de produção é inferior ao P90 mantém-se igual ao referido anteriormente, mesmo com a retirada deste parque eólico 6. A análise ao P90 mostra que, porventura, as estimativas de incerteza efetuadas possam ser demasiado conservadoras.

As análises seguintes seguem-se sem contemplar o parque eólico número 6.

Erro relativo

Outra forma de analisar a discrepância entre os valores de produções reais e estimativas de produção é a incorporação no estudo do valor do erro da estimativa de produção. Assim, analisaram-se os erros entre as produções reais e as estimativas de produção para cada ano de operação dos parques eólicos. Para isso, foi calculado o valor do erro relativo que se define pela diferença algébrica entre o valor real das produções e o valor da estimativa de produção dividido pelo valor da estimativa de produção. O erro relativo é normalmente apresentado em percentagem e pode ser positivo ou negativo.

Para esta abordagem determinou-se o valor médio dos erros relativos da estimativa de produção. Foram tidos em conta os valores das produções corrigidas com os diversos fatores de correção. Os resultados apresentam-se na Tabela 11.

Tabela 11 - Erro médio relativo das estimativas tendo em conta os diversos valores de produções

	Erro médio relativo
Produção sem correções	0,11%
Produção corrigida com a disponibilidade	-1,63%
Produção corrigida com o índice de eolicidade	-0,86%
Produção corrigida com a disponibilidade e com o índice de eolicidade	-2,63%

Com o incremento de correções ao valor de produção bruta, o erro médio relativo afasta-se dos 0%, ou seja, com a implementação das correções o erro entre a estimativa de produção e as produções de cada parque é maior. Esta análise reforça a análise anterior onde também se verifica, nas Tabelas 9 e 10, que com a inclusão de fatores de correção o valor das produções se afastam mais das estimativas de produção. Também se pode aferir que a correção apenas com o índice de eolicidade é o fator de correção que apresenta menor erro, como já se tinha verificado anteriormente.

Relação erro e incerteza

Na indústria eólica é importante avaliar-se a relação entre os erros das produções dos parques e as incertezas das estimativas de produção, uma vez que as incertezas representam a primeira quantificação do risco do investimento de um projeto eólico. Assim, na Figura 19 é apresentada a distribuição dos valores dos erros relativos da estimativa de produção,

corrigida com a disponibilidade e com o índice de eolicidade, para cada ano de operação dos parques, em função da incerteza de cada um dos parques em análise. As linhas a laranja representam os pontos onde os valores do erro relativo em módulo e da incerteza se igualam.

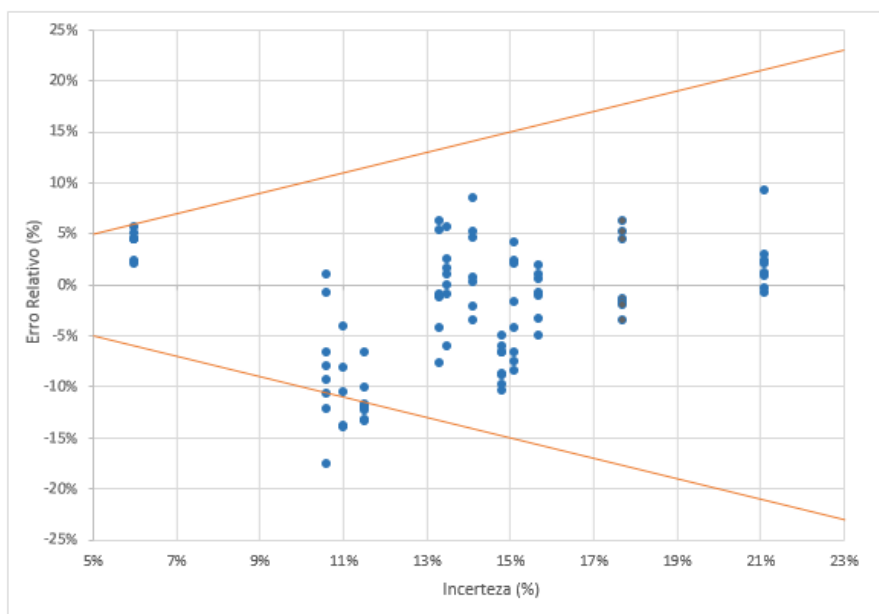


Figura 19 - Relação erro relativo e incerteza dos parques eólicos em análise

Com a análise do gráfico da Figura 19 é possível constatar a existência de 11 valores do erro relativo, referentes a três parques eólicos, em que este é superior em módulo à incerteza estimada para o parque em questão.

Segundo Stoelinga e Hendrickson (2015), o número de pontos dentro da área delimitada pelas linhas cor-de-laranja, deveria rondar os 68%. No caso do presente estudo existem 87,36% dos pontos do gráfico dentro dessa área. Com a elaboração deste gráfico devia também ser evidente um aumento da dispersão do erro relativo, com o aumento do valor de incerteza, o que não se verifica de forma evidente.

Esta dificuldade associada ao facto de a amostra analisada ser pequena e com grande parte dos valores na gama de incertezas intermédias, ou seja, a amostra não apresenta uma distribuição uniforme de valores pequenos, médios e elevados de incerteza, foi efetuada a análise do valor absoluto do erro. Esta é uma análise mais objetiva já que o declive da reta de ajuste dos valores é usado como medida de avaliação da relação entre o erro e a incerteza, porque tem valores conhecidos para o “*modelo perfeito de incertezas*” e para o “*modelo de incertezas sem ajuste*”. Segundo Stoelinga e Hendrickson (2015), é esperado um valor de

0,8 para o declive da reta de um “*modelo perfeito de incertezas*” num grande estudo de validação.

Na Figura 20, é representada a relação entre o valor absoluto do erro de cada ano de operação dos parques eólicos em análise e a incerteza dos mesmos, no sentido de perceber se existe de facto uma correlação entre ambos.

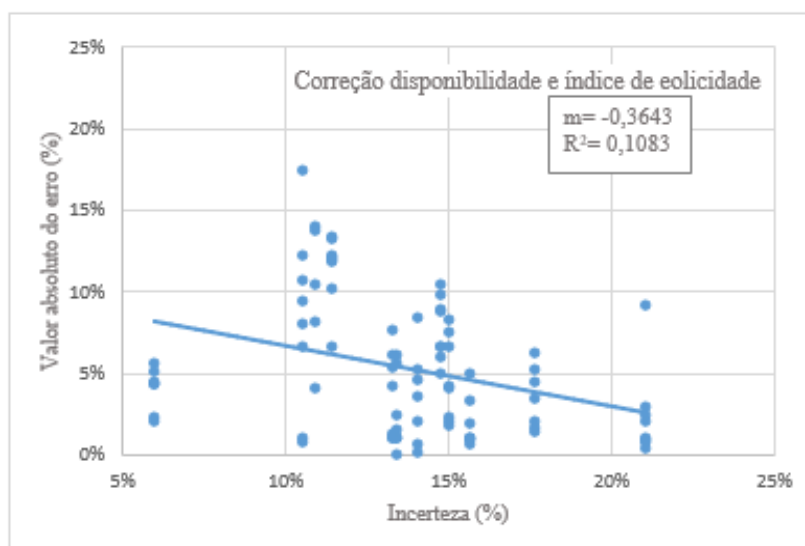


Figura 20 – Relação do valor absoluto do erro, tendo em conta as produções corrigidas com a disponibilidade e o índice de eolicidade, e incerteza de cada parque

A linha de tendência devia apresentar um declive positivo, de acordo com os autores Stoelinga e Hendrickson (2015), para assim evidenciar o aumento da variabilidade do erro que devia ser notória com o aumento da incerteza.

Como se pode verificar pela análise da Figura 20 não existe a relação esperada entre o erro e a incerteza já que a reta de ajuste possui declive negativo. Esta constatação estende-se à análise dos resultados obtidos para o valor do erro da estimativa de produção tendo em conta a produção corrigida apenas com a disponibilidade, apresentados no Anexo B, onde o declive obtido para a reta de ajuste é próximo de zero.

Esta análise representada pelos gráficos da Figura 20 e Anexo B sustenta a necessidade de reavaliar a valorização das penalizações atribuídas às diferentes parcelas da metodologia de cálculo das incertezas.

De qualquer forma, tendo em conta que a amostra de dados analisados é pequena, a obtenção de declive zero ou negativo pode não ser um dado suficiente para garantir a falta de correlação entre o erro e a incerteza.

Pela análise da Figura 20 é possível identificar a existência de três parques eólicos onde se verifica elevada variabilidade do erro e baixa incerteza e de dois parques eólicos em que a variabilidade é reduzida, mas a incerteza atribuída é elevada. Esses casos particulares estão delimitados na Figura 21 a vermelho e verde, respetivamente.

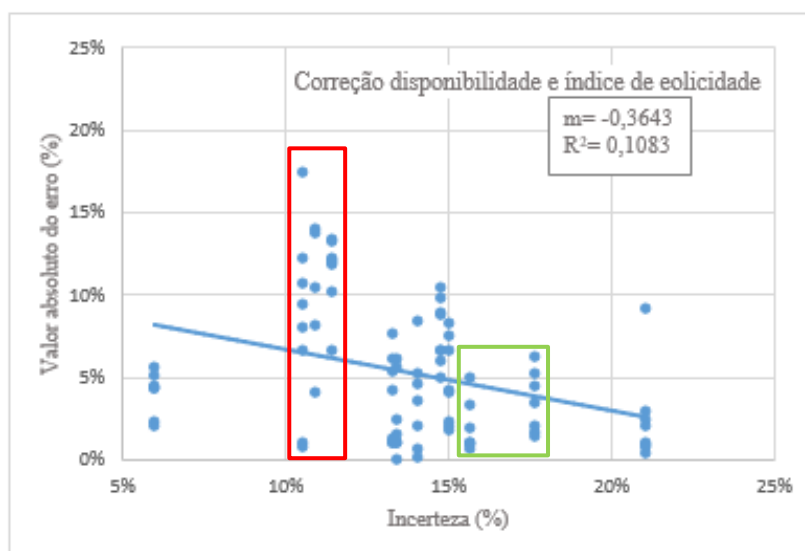


Figura 21 – Relação do valor absoluto do erro e incerteza

No sentido de aferir a as razões que poderão estar na origem do comportamento menos esperado destes cinco parques eólicos, foi realizada uma análise comparativa das diferentes parcelas que contribuem para a incerteza global das estimativas.

Cada contribuição parcelar destes casos foi comparada com os valores estimados para parques eólicos com características semelhantes. Esta análise permitiu indicar que para os três parques eólicos delimitados a vermelho, a previsão da variabilidade futura da produção foi feita de forma demasiado conservadora. De facto, particularmente em dois dos casos, a produção varia de forma significativa de ano para ano e a parcela da incerteza que contabiliza esse efeito não foi penalizada suficientemente.

Relativamente aos parques eólicos delimitados a verde na Figura 21, a análise efetuada parece apontar para uma atribuição da penalização da componente associada à qualidade das medições locais demasiado severa. De facto, em ambos os projetos as companhias de

medição não foram levadas a cabo nas melhores condições e consequentemente a estimativa da incerteza associada foi penalizada. O que se verifica é que, mesmo com uma campanha de medição longe do desejável, a estimativa de produção não se afasta da realidade do parque, indicando que a penalização na incerteza atribuída às medições foi exagerada.

Mais uma vez é oportuno salientar a necessidade de basear os estudos de vento em dados de medição de qualidade e, por outro lado, a necessidade de uma reavaliação dos critérios usados na atribuição das penalizações dos fatores de incerteza, procurando assim uniformizar esses mesmos critérios.

6. Conclusões

O desenvolvimento de projetos eólicos pressupõe o conhecimento prévio detalhado das características do vento nos locais onde vão ser implementados. É a partir do conhecimento do comportamento do vento no passado que são feitas as estimativas de produção de energia, que têm como objetivo traduzir o que será a produção média de eletricidade dos parques eólicos nos anos seguintes.

A qualidade dessas estimativas depende de vários fatores. Desde logo do modelo de simulação do recurso e da qualidade dos dados utilizados, mas também das características do local.

Este trabalho resulta da necessidade de aferir se, de um modo geral, as estimativas que têm vindo a ser feitas nos últimos anos para diferentes projetos eólicos são concordantes com as produções reais dos parques instalados.

Quanto maior for o número de parques eólicos analisados e quantos mais anos de operação tiverem, mais robustas serão as conclusões do estudo.

Em análise estiveram 16 parques eólicos com inícios de operação entre 2006 a 2012, tendo sido posteriormente excluídos 3 parques eólicos em que a configuração final diferia da que foi assumida no estudo prévio.

A análise dos resultados obtidos dos 13 parques eólicos em estudo, permitiu concluir que as produções reais são, em média ligeiramente, inferiores às estimativas de produção tendo-se obtido valores médios para os rácios entre a produção real de energia e a estimativa central de produção de energia para os valores brutos e com correções de disponibilidade, índice de eolicidade e ambos de 98,58%; 97,18%, 98,13% e 96,45%, respetivamente. O maior valor médio obtido do desvio entre as produções reais e as estimativas de produção é de 3,55%. Por outro lado, foram obtidos valores médios de desvio padrão, para a distribuição da produção real, de 9,15% a 6,68% numa gama inferior ao valor atribuído à incerteza da estimativa da produção de energia que foi de cerca de 14%. Este facto mostra que, para os casos aqui analisados, o modelo de incertezas utilizado está a sobrestimar o valor calculado.

A eliminação de um parque eólico do estudo, onde foram detetados problemas na qualidade da informação disponível, mostrou que o valor médio máximo obtido do desvio entre as produções reais e as estimativas de produção reduziu, passando para 2,63%.

O estudo efetuado para avaliar a relação entre os erros das estimativas de produção dos parques e as incertezas dessas mesmas estimativas permitiram concluir que para os 12 parques analisados, o modelo de incertezas utilizado não apresenta a relação esperada com os valores dos erros obtidos.

Como forma de tentar compreender os fatores mais determinantes para a explicação desse facto, foram analisados alguns casos particulares e assim foi possível concluir que, a qualidade das medições tem um elevado impacto nos resultados, ou seja, esta análise permitiu reforçar a importância da realização de medições nas condições ideais uma vez que quando isso não ocorre o impacto em termos de produções de energia e de estimativa da incerteza é elevado. Também foi possível detetar que, a variabilidade futura não foi bem contemplada em alguns dos parques em análise no presente estudo, uma vez que não conseguiu representar a realidade que se regista nos respetivos parques em operação.

Assim sendo, seria interessante reavaliar a metodologia atual de determinação de incertezas para a tornar mais robusta, verificando se há margem para uniformizar os critérios usados na atribuição de algumas penalizações nos diferentes fatores que contribuem para a incerteza global das estimativas.

Outro fator analisado foi o número de anos em que os valores de produção foram inferiores à estimativa do P90, que se esperaria que fosse aproximadamente 10% e na realidade ronda

os 1%, podendo revelar que a metodologia de determinação das incertezas, nomeadamente do P90, possa ser demasiado conservadora. Ainda assim, as incertezas são estimadas para um período de 20 anos de funcionamento dos parques e este estudo compreende um curto período de análise para cada parque eólico, podendo esse fator também ser justificativo dos resultados obtidos.

O número de anos analisado no presente estudo é curto, tendo em conta estudos semelhantes e por isso, não é possível validar de forma absoluta os resultados obtidos em termos de metodologias a adotar.

Sugestões para trabalhos futuros

O tempo de vida útil de um parque eólico é de pelo menos 20 anos de operação, é nessa perspetiva que são realizadas as estimativas médias de produção de energia elétrica produzida. Para este estudo apenas foram disponibilizados 16 parques eólicos contemplando um total 107 anos de operação. Trata-se, pois, de uma base de dados ainda reduzida sendo desejável um novo estudo deste tipo com a inclusão de mais parques eólicos, preferencialmente com tempos de operação mais longos.

Por outro lado, as metodologias de avaliação do recurso eólico têm sofrido ao longo dos últimos anos atualizações várias, em linha com a evolução do setor eólico. Assim, seria interessante aferir se esta evolução se repercute nos resultados alcançados neste trabalho. Para isso, a base de dados dos parques eólicos seria dividida em projetos mais antigos e mais recentes e assim o impacto da idade seria avaliado. Neste trabalho não foi concretizado o desenvolvimento deste estudo, uma vez que este pressupunha a diminuição da base de informação, já de si curta, podendo assim os resultados obtidos não serem representativos.

Uma base de dados mais ampla permitirá ainda avaliar o impacto dos primeiros anos de operação dos parques eólicos, altura em que são feitas mais afinações ao funcionamento dos parques e que podem ter influência direta na produção do projeto. Para esta análise, os primeiros anos de operação de todos os parques eólicos em estudo seriam separadas dos restantes e as produções dos dois grupos comparadas com as estimativas que foram previamente efetuadas.

Por fim, este trabalho levanta ainda a questão da importância que uma análise de sensibilidade às várias parcelas que contribuem para a incerteza global das estimativas pode

ter. De facto, a dificuldade não está presente na valorização das diversas fontes de incerteza quando o regime de ventos é caracterizado através de campanhas de medição bem efetuadas e quando a modelação do vento e do parque eólico é feita com recurso a modelos adequados. A valorização das penalizações das várias parcelas quando as condições não são as ideais é que traz uma dificuldade adicional, uma vez que são vários os motivos pelos quais uma campanha de medição não foi a mais adequada ou a modelação foi feita fora das suas condições ótimas. Esta análise de sensibilidade passaria por uma sistematização de todas as contribuições possíveis para o aumento da incerteza global e para a sua valorização.

Referências Documentais

- Aguiar, A. R. da S. M. (2009). *Utilização de Dados Operacionais para a Compreensão do Desempenho de Aerogeradores*. Universidade Porto. Obtido a 8 de março de 2017, de <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/57963/1/000137784.pdf>
- Almeida, M. F. M. (2013). *Índice de Eolicidade à Escala Global*. Universidade do Minho.
- APREN. Índice de Eolicidade. Obtido a 22 de março de 2017, de <http://www.apren.pt/pt/projetos/nacionais/indice-de-eolicidade/>
- APREN, & INEGI. (2016). *Parques eólicos em Portugal*. Obtido a 6 de janeiro de 2017, de http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_2016.pdf
- AWSTruepower. (2014). *Aws Truepower Loss and Uncertainty Methods*.
- Cabral, P. (2004). *Erros e Incertezas nas Medições*. ISEP.
- Cunha, D. S. (2008). *Cenário actual das Energias Renováveis em Portugal*. Universidade da Beira Interior. Obtido a 9 de janeiro de 2017, de <https://ubibliorum.ubi.pt/handle/10400.6/3834>
- Direção-Geral de Energia e Geologia. (2016). *Renováveis*. Obtido a 6 de janeiro, de http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/renovaveis-estatisticas_rapidas_setembro_2016_dgeg_1481125089.pdf
- GWEC. (2016). *Global Wind Statistics*. GWEC. Obtido a 10 de fevereiro de 2017, de <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>
- Jain, P. (2011). *Wind Energy Engineering*. McGraw-Hill.
- KEMA. (2013). *Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessment*.
- Kerebel, C., & Stoerring, D. (2016). *Energias renováveis | Fichas técnicas da UE | Parlamento Europeu*. Obtido a 6 de janeiro de 2017, de http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html
- Mathew, S. (2016). *Wind Energy- Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. India: Springer.
- Moreira, M. L. de B. (2014). *Modelo de controlo difuso de um sistema de produção de energia com base em recursos renováveis*.
- Mortensen, N. G., Landberg, L., Troen, I., & Lundtang, E. (1998). *Wind Atlas Analysis and Application program (WASP)*.
- Neubert, A. (2016). *WindFarmer White Paper*. Obtido a 17 de maio de 2017, de <https://www.dnvgl.com/energy/brochures/download/windfarmer-whitepaper.html>
- Nielsen, P. (2010). *WindPRO 2.7 User Guide*. Denmark: EMD International A/S.
- Nunes, J. F. D. (2014). *Desenvolvimento de apoio à decisão operacional- previsão de curto prazo de geração distribuída de tecnologia eólica ligada à RND*. Isep. Obtido a 6 de março de 2017, de <http://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/7/browse?type=author&order=ASC&rpp=20&value=Nunes%2C+José+Filipe+Dias>

Pinto, A. P. F. (2001). Projecto e operação de parques eólicos com excedente de potência instalada.

RCM- 20/2013. Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013, Diário da República, 1.^a série-nº70 (2013).

REN. (2012). *A Energia Eólica em Portugal*.

Skipka, K. J., & Theodore. (2014). *Energy Resources: Availability, Management, and Environmental Impacts* - Kenneth J. Skipka, Louis Theodore

Soares, A. E. C. (2009). *Avaliação Preliminar do Potencial Eólico com recurso a um modelo de Mesoescala*. ISEP.

Stoelinga, M., & Hendrickson, M. (2015). *A Validation Study of Vaisala's Wind Energy Assessment Methods*.

Troen, I., & Lundtang, E. P. (1989). *European Wind Atlas - DTU Orbit*. (Risø National Laboratory, Ed.). Roskilde. Obtido a 16 de março de 2017, de [http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-atlas\(335e86f2-6d21-4191-8304-0b0a105089be\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-atlas(335e86f2-6d21-4191-8304-0b0a105089be).html)

Wang, W., Bruyère, C., Duda, M., Dudhia, J., Gill, D., Kavulich, M., Keene, K., Lin, H., Michalakes, J., Rizvi, S., Zhang, X., Berner, J., Fossel, K., Beezley, J., Coen, J., Mandel, J., Chuang, H., Mckeen, N., Slovacek, T., Wolff, J. (2016). *Version 3 Modeling System User's Guide*.

WASP- the Wind Atlas Analysis and Application. Wake Effect Model. Obtido a 17 de maio de 2017, de http://www.wasp.dk/wasp#details__wakeeffectmodel

Anexo A.

No presente anexo encontram-se os histogramas relativos à realização dos quatro rácios, sem ter em consideração o parque eólico número 6.

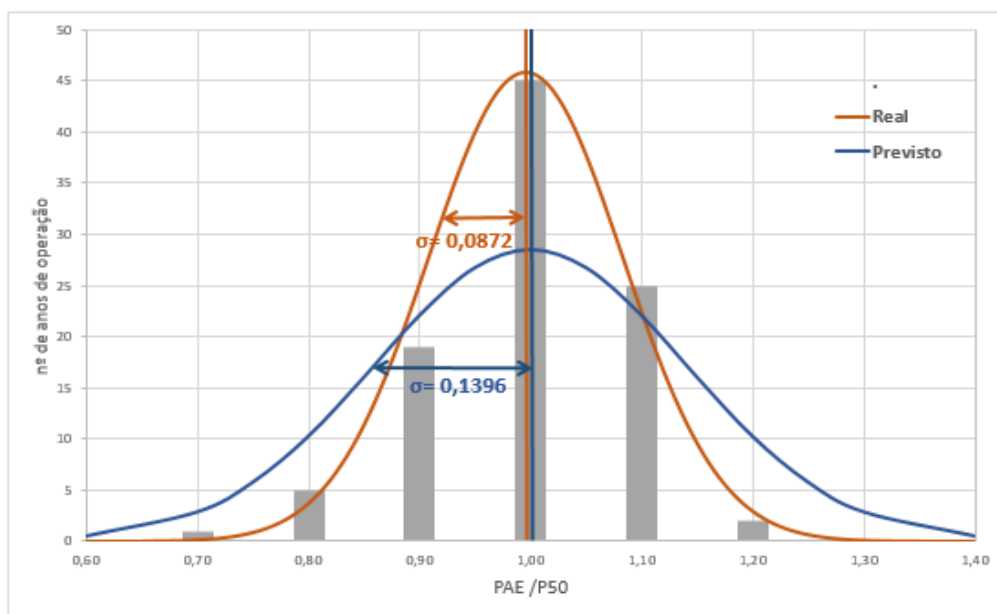


Figura A1- Histograma (PAE/P50)

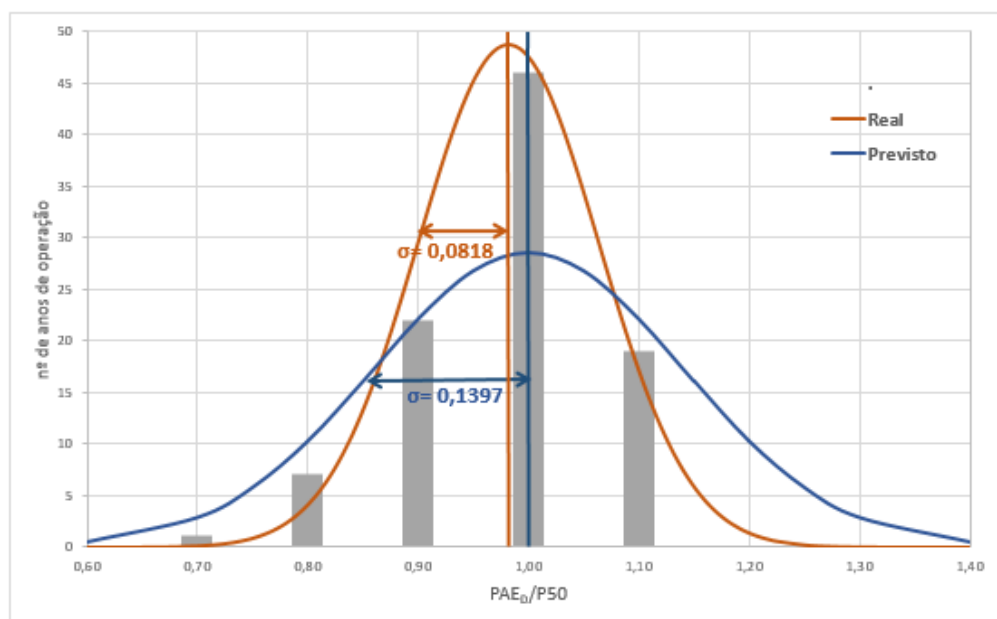


Figura A2- Histograma (PAE_D/P50)

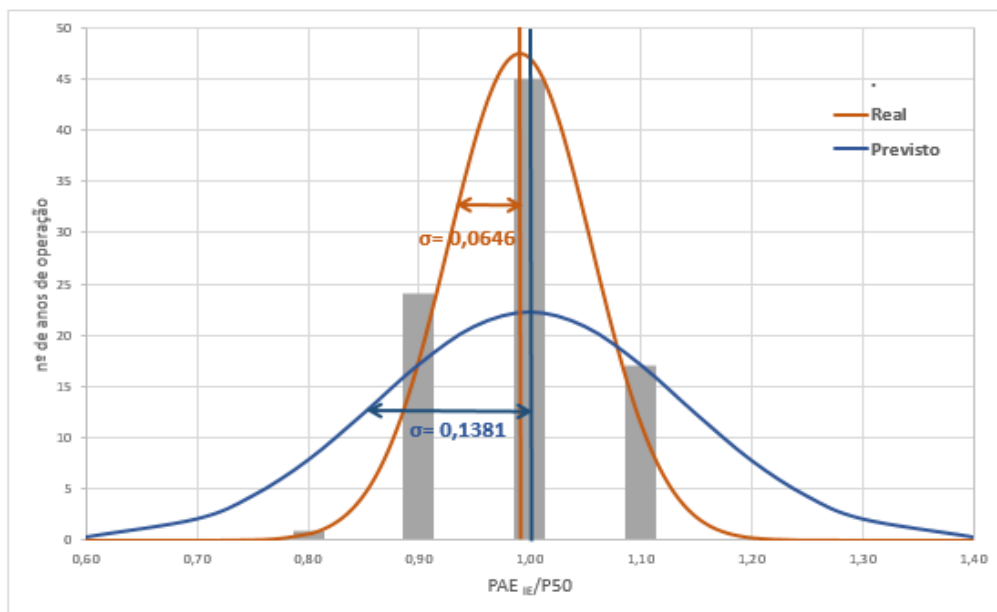


Figura A3- Histograma ($PAE_{IE}/P50$)

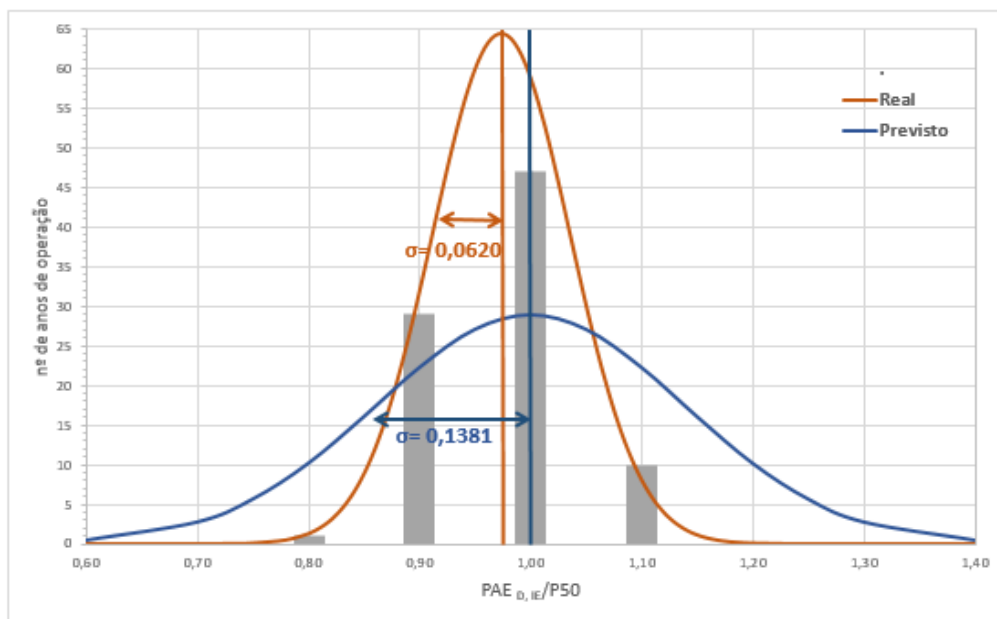


Figura A4- Histograma ($PAE_{D,IE}/P50$)

Anexo B.

O gráfico da Figura B1 apresenta a relação entre o valor absoluto do erro, tendo em conta as produções corrigidas com a disponibilidade, e a incerteza de cada parque.

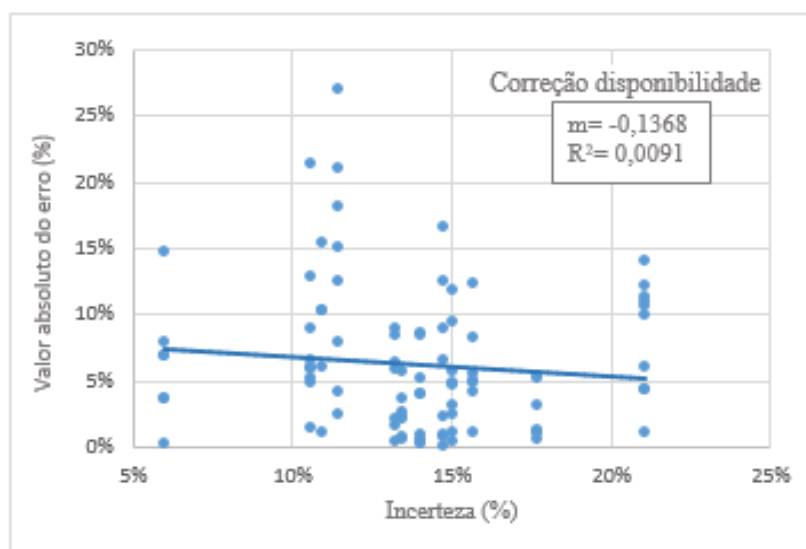


Figura B1 - Relação entre o valor absoluto do erro, tendo em conta as produções corrigidas com a disponibilidade, e a incerteza de cada parque